

2021年5月13日

2050年カーボンニュートラルの シナリオ分析(中間報告)

(公財)地球環境産業技術研究機構 (RITE)

システム研究グループ

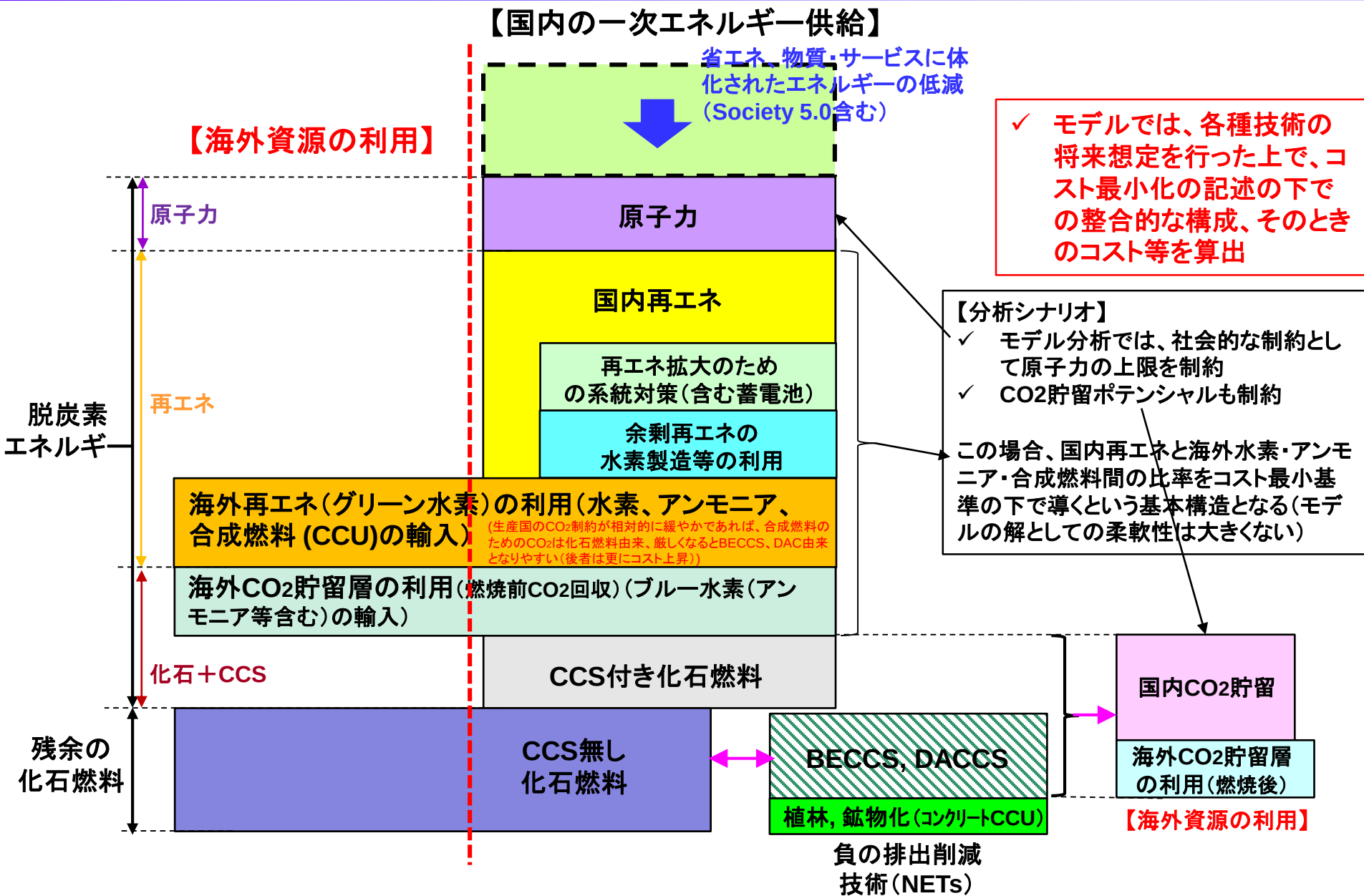
秋元 圭吾、佐野 史典

謝辞: 電力系統の統合費用分析には日本エネルギー経済研究所
松尾雄司氏にご協力を頂きました。感謝申し上げます。



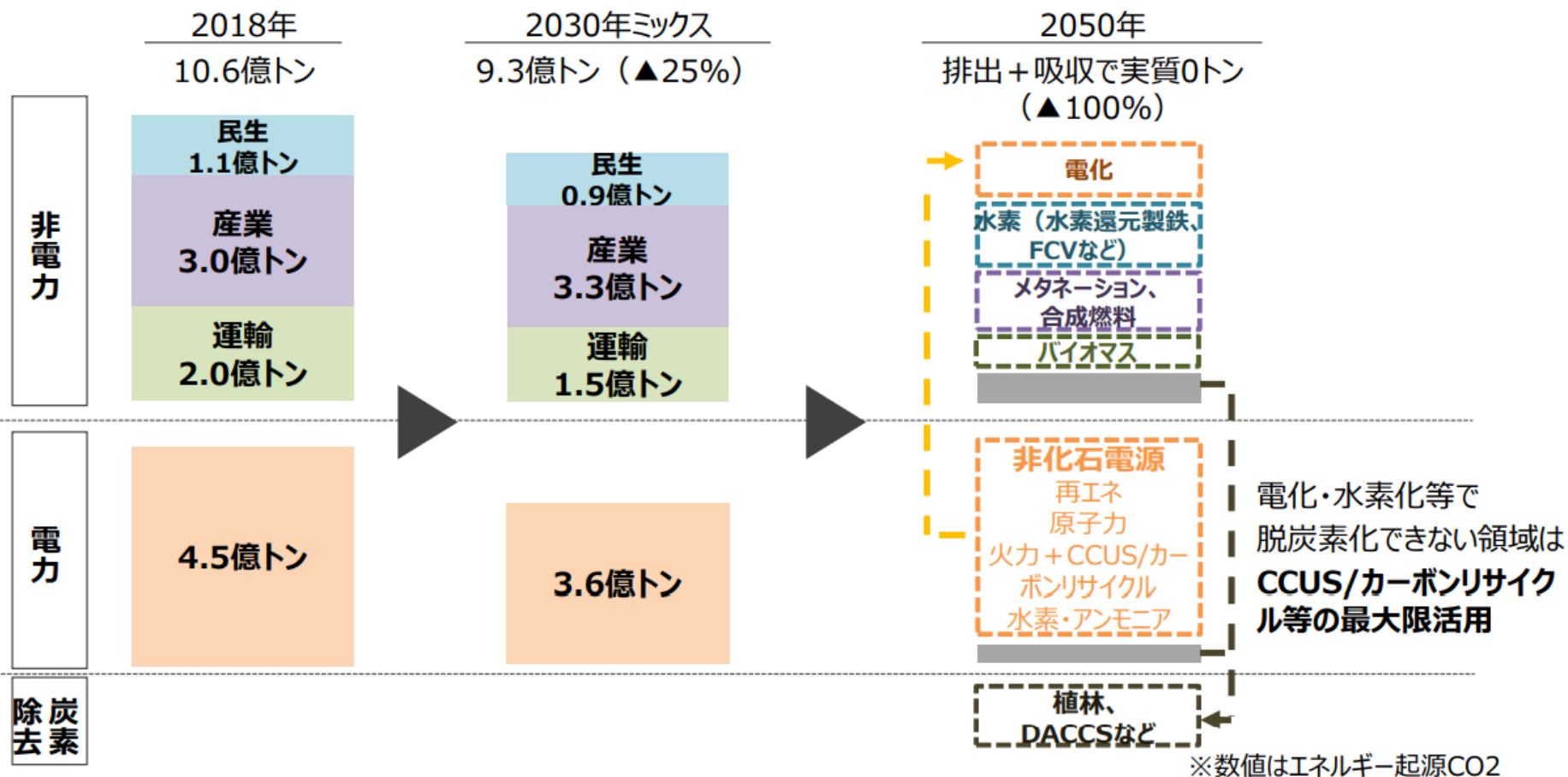
1. 脱炭素化に向けた対策の概要

日本の正味ゼロ排出のイメージ (1/2)



日本の正味ゼロ排出のイメージ (2/2)

- ✓ モデルでは、非電力部門も含めて全体システムとして分析
- ✓ 発電電力量は、[社会構造変化によるエネルギー需要の変化(社会経済シナリオによるが基本的には↓)]+[エネルギー利用構造変化としての電力化率向上(↑)]+[省電力による需要減(↓)]+[非電力需要の電化(↑)]+[VRE増加に伴う蓄電池等の電力貯蔵増によるロス増加(↑)]+[グリーン水素・e-fuel(合成燃料)製造用電力需要の増(↑)](ただし海外製造の場合、日本の電力需要増には寄与しない)の複合要因で決まる。



2. 世界エネルギー・温暖化対策 評価モデルDNE21+の概要

モデルによって導出されたシナリオは、想定した前提条件下で、世界全体、時点間で整合的かつ定量的なエネルギー・温暖化対策の姿を提示。また、費用最小化の基準の下で、経済合理性を有する対策の姿を提示。

温暖化対策評価モデルDNE21+の概要

(Dynamic New Earth 21+)

- ◆ 各種エネルギー・CO₂削減技術のシステムの的なコスト評価が可能なモデル
- ◆ 線形計画モデル(エネルギーシステム総コスト最小化。決定変数:約1千万個、制約条件:約1千万本)
- ◆ モデル評価対象期間: 2000～2100年(代表時点:2005, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 70, 2100年)
- ◆ 世界地域分割: 54 地域分割(米国、中国等は1国内を更に分割。計77地域分割)
- ◆ 地域間輸送: 石炭、原油・各種石油製品、天然ガス・合成メタン、電力、エタノール、水素、CO₂(ただしCO₂は国外への移動は不可を標準ケースとしている)
- ◆ エネルギー供給(発電部門等)、CO₂回収・利用・貯留技術(CCUS)を、ボトムアップ的に(個別技術を積み上げて)モデル化
- ◆ エネルギー需要部門のうち、鉄鋼、セメント、紙パ、化学、アルミ、運輸、民生の一部について、ボトムアップ的にモデル化。その他産業や民生においてCGSの明示的考慮
- ◆ 国際海運、国際航空についても、ボトムアップ的にモデル化
- ◆ 500程度の技術を具体的にモデル化、設備寿命も考慮
- ◆ それ以外はトップダウン的モデル化(長期価格弾性値を用いて省エネ効果を推定)

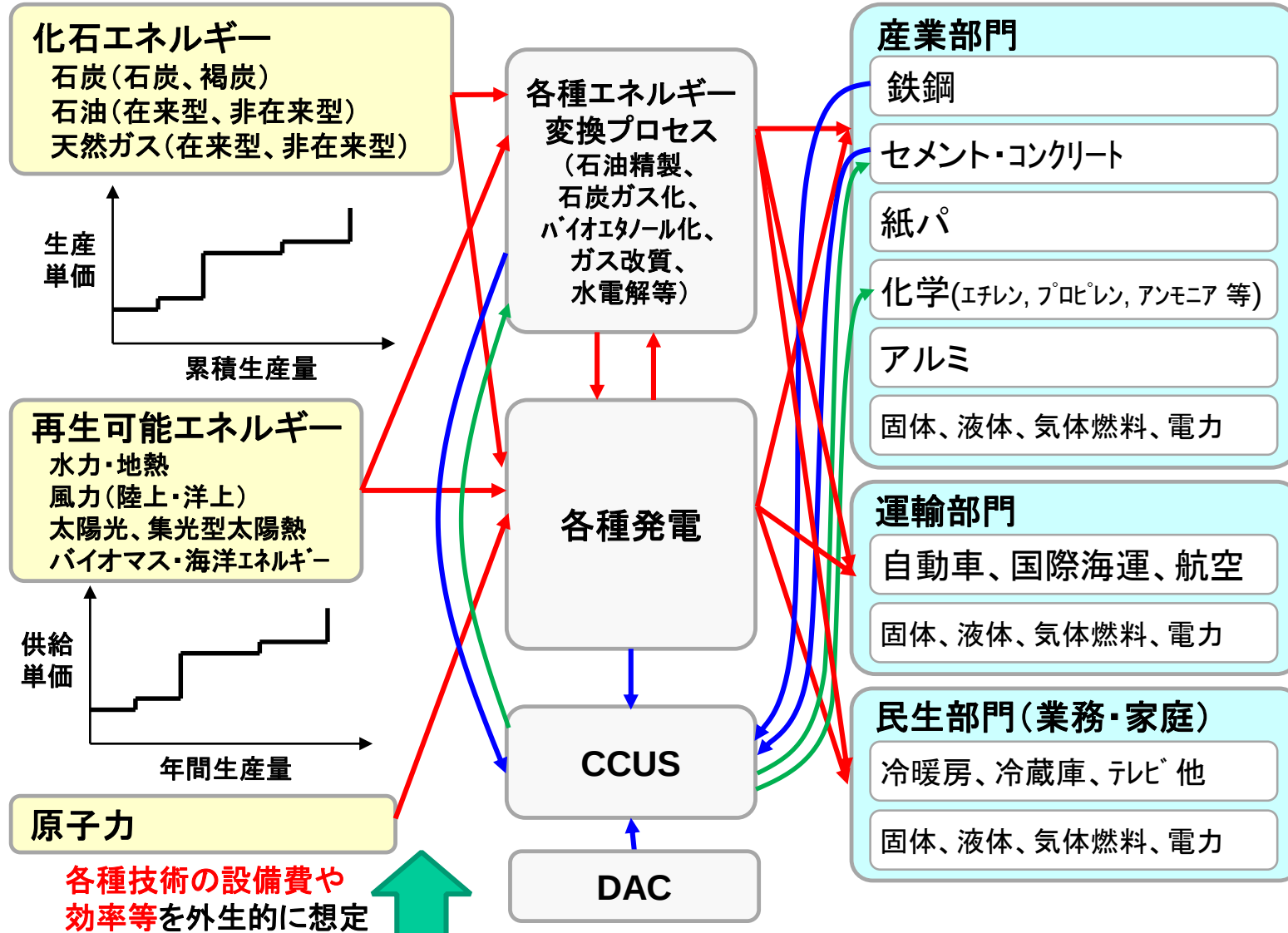
- ・ 地域別、部門別に技術の詳細な評価が可能。また、それらが整合的に評価可能
- ・ 非CO₂ GHGについては、別途、米EPAの技術・コストポテンシャル推計を基にしてRITEで開発したモデルを利用

- ・ 中期目標検討委員会およびタスクフォースにおける分析・評価
- ・ 国内排出量取引制度の検討における分析・評価
- ・ 環境エネルギー技術革新計画における分析・評価

はじめ、気候変動政策の主要な政府検討において活用されてきた。またIPCCシナリオ分析にも貢献

DNE21+のエネルギーフロー概略

温暖化対策を想定しないベースラインにおける化石燃料価格は外生的に想定し、生産単価や利権料等のその他価格要因を調整する。排出削減を想定したケースでは、それに伴う化石燃料利用量の変化に従って、モデルで内生的に価格が決定される。



- ◆ DNE21+モデルは、エネルギーの輸出入の量・価格の整合性を有しながら、世界全体を評価できる特徴を有する。モデルは、世界全体の整合性を重視し、前提条件の想定を行っている。例えば、太陽光、風力発電やCO₂貯留ポテンシャル推計は、世界全体のGISデータをベースに、同じ推計ロジックによって、世界各国のポテンシャルを推計している。
- ◆ そのため、技術・経済ポテンシャルは国間で比較評価しやすいものの、それを超えた各国の事情（例えば、日本における原子力や再エネに対する社会・物理的制約など）はあまり考慮していない。
- ◆ よって、日本におけるより詳細な分析は、別途、より詳細な制約などを考慮しつつ実施することが求められる。例えば、日本国内の電力系統の構成などは考慮できておらず、再エネ導入地点による系統対策コストの差異などは評価が困難。
⇒ 東大-IEEJ電源構成モデルの分析結果を援用（次頁）
- ◆ 動学的な最適化を行うモデルであるため、2100年までの将来の姿を踏まえた上での、2050年などの途中時点の評価がなされるという長所がある。また、コスト最小化という基準での評価であり、恣意的なシナリオ設定は極力排除される一方、経済合理性が成立した途端に、急に技術が完全代替するなど、極端な変化を示すこともあることに注意が必要。（現実世界は、多様な選択者がいるため、急激に変化せず、普及曲線に従うようなことは多い。そのような表現に優れた計量経済モデルと比べると、本最適化型モデルは、極端な変化を示す場合がある。）

- ◆ DNE21+モデルは世界モデルであるため、国内の電力系統や再エネの国内での地域偏在性を考慮した分析は難しい。そこで系統対策費用については、別途、東京大学藤井・小宮山研究室および日本エネルギー経済研究所による最適電源構成モデル^{1),2)}による、変動性再生可能エネルギーが大量に導入された場合の電力システム費用の上昇分(統合費用)を推計結果を活用
- ◆ 全国のAMeDASデータ等をもとに変動性再生可能エネルギーの出力の時間変動をモデル化し、線形計画法によって電力部門の最適な設備構成(発電設備及び蓄電システム)及び年間の運用を推計
- ◆ 今回は日本全体を5地域(北海道、東北、東京、九州、その他)に区分し、1時間刻みのモデル化により計算を実施。発電コストや資源制約などの前提条件はDNE21+の想定に合せて設定

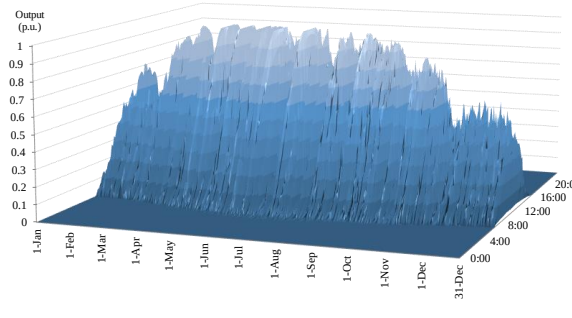
モデル計算で考慮されているもの・・・出力抑制、電力貯蔵システム(揚水発電、リチウムイオン電池、水素貯蔵)、発電設備の利用率低下、地域間連系線、貯蔵や送電に伴う電力ロス

モデル計算で考慮されていないもの・・・地内送電線、配電網、回転慣性の低下の影響、EVによる系統電力貯蔵、再生可能エネルギー出力の予測誤差、曇天・無風の稀頻度リスクなど

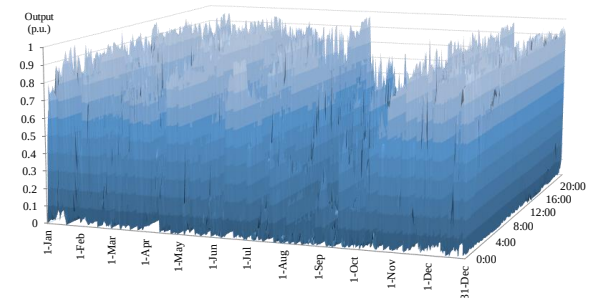


気象データ

(AMeDAS: 全国1300地点)



太陽光発電の出力例



風力発電の出力例

- 1) R. Komiyama and Y. Fujii, (2017). *Energy Policy*, 101, 594-611.
- 2) Y. Matsuo et al., (2020). *Applied Energy*, 267, 113956.

謝辞: 分析に協力頂いた、日本エネルギー経済研究所 松尾雄司氏に感謝申し上げます。

DNE21+の前提条件とその想定方法の概要（1/4）

部門		想定方法	想定例	補足
人口		国連中位推計	付録参照	DNE21+モデルはエネルギーシステムモデルであり、人口、GDPは外生。モデルでは直接利用しておらず、サービス需要等の想定に活用
GDP		人口想定と一人当たりGDP等から国別に推計。IPCCで利用のSSPsシナリオと調整している。		
サービス需要等	鉄鋼、セメント、化学、紙パ、アルミ、道路交通、国内航空、国際航空、国際海運	過去の実績、人口、GDP等からモデル分割の国・地域別に推計 鉄鋼については、全粗鋼生産量その他、その内数として、鉄スクラップの利用可能量推計を基に、電炉鋼生産量についても想定 化学は、エチレン、プロピレン、BTX、アンモニアを具体的に想定 道路交通は、自動車（小型、大型）、バス、トラック（小型、大型）別に需要想定。航空については4距離帯別に需要を想定	付録参照（一部部門のみ掲載）	排出削減対策により、排出削減費用が大きくなり、GDP損失が大きくなった場合、また、国間で対策費用の差異が大きくなった場合には、サービス需要が大きく低減する可能性があるが、部分均衡モデルであるため、そのフェードバックは考慮していない。推計された費用等によっては留意が必要

DNE21+の前提条件とその想定方法の概要 (2/4)

部門		想定方法	想定例	補足
化石燃料	資源量	石油・ガス: 米国地質調査所(USGS)、石炭: 世界エネルギー会議(WEC)のレポート(Survey of Energy Resources 1998)ベース 非在来型石油・ガス: H-H. Rogner (1997)論文より想定	世界全体では、在来型石油(NGL含む): 241 Gtoe、在来型天然ガス: 243 Gtoe、石炭(褐炭含): 2576Gtoeなど	
	価格	採掘コスト: H-H. Rogner (1997)論文。ただし、利権料等が大きいいため、ベースラインシナリオのFOB価格を、IEA WEO等を参考に利権料として調整	付録参照	
バイオマス	残渣系	食料残渣、木材残渣等を国別に推計	2050年時点では、世界全体で9EJ/yr程度のポテンシャル	
	プランテーション系および植林ポテンシャル	RITE農業土地利用・水資源評価モデルGLaWで、グリッド別にポテンシャル推計: 食料消費量、気候予測等から食料生産性を推計。それらを基に食料生産のための必要土地利用面積を推計、余剰耕地等を推計。プランテーション系バイオマスポテンシャル(および植林ポテンシャル)を推計	2050年時点では、世界全体で900 Mha程度が利用可能	
水素		化石燃料由来 (グレー水素)、 化石燃料+CCS由来 (ブルー水素)、 再エネ由来 (グリーン水素)など、各種水素製造技術を想定。排出削減目標下で費用最小となるようにモデルで内生的に決定される。 長距離水素輸送方法は特に特定していないが、液化水素輸送コスト報告例を参考に輸送コストをモデル化	付録参照	メタネーションは、サバティエ反応およびSOEC共電解の2種類を想定
	合成燃料(CCU)	石油系合成燃料 、 合成メタン を想定。合成に必要なCO ₂ は、バイオマス、 DAC に加えて、化石燃料からのCO ₂ も想定。排出削減目標下で費用最小となる製造方法がモデルで内生的に決定。		

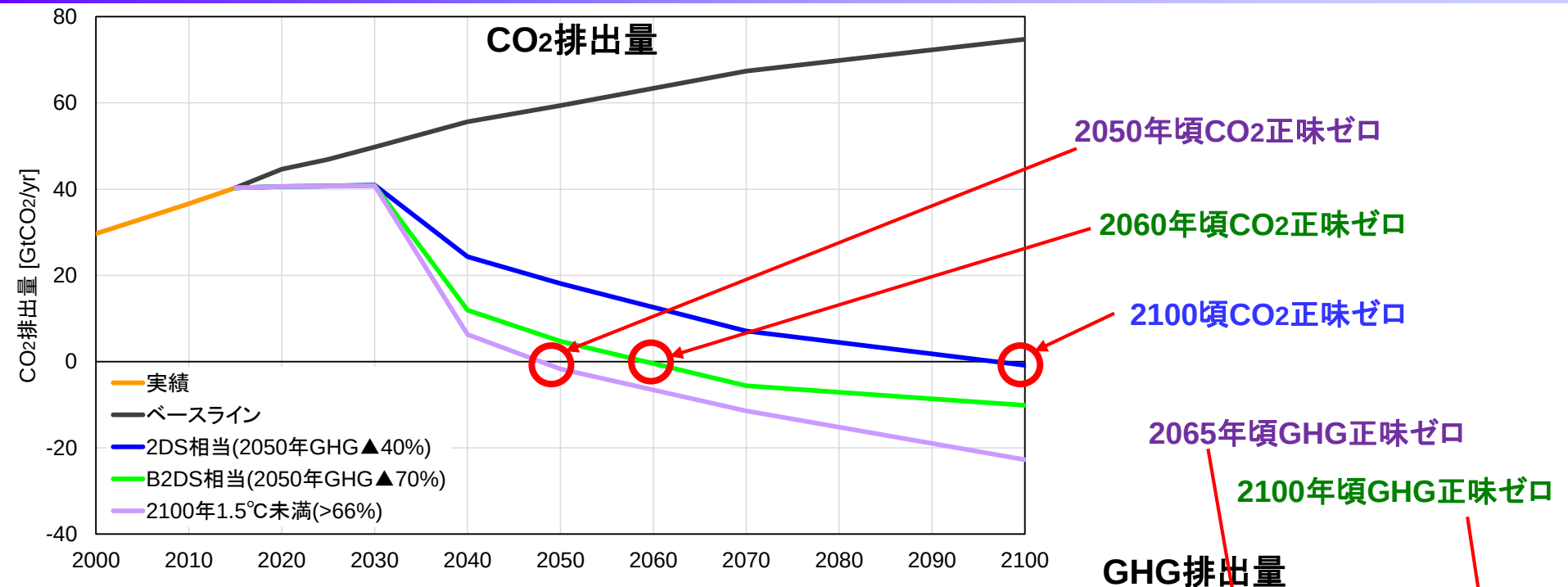
DNE21+の前提条件とその想定方法の概要 (3/4)

部門		想定方法	想定例	補足
発電	化石・バイオマス	OECD/NEA、コスト等検証委員会等の報告を参考に設備費を想定 燃料費は、化石燃料の項に記載のFOB価格に、輸送距離を踏まえた輸送費等を考慮しCIF価格として想定	付録参照	
	原子力	OECD/NEA、コスト等検証委員会等の報告を参考に設備費を想定	付録参照	原子力を導入しないとしている国については経済合理性と無関係に導入無しと制約。日本については、2030年のエネルギーミックスの原子力比率20%とし参考値のケースでは2050年10%を上限值として制約。感度解析実施
	再エネ	太陽光：NASAによるGISベースの日射量データと土地利用データから、グリッド別の太陽光ポテンシャルを推計 風力：NOAAによるGISベースの風速データと土地利用データから、グリッド別の太陽光ポテンシャルを推計 VREは、別途、総発電電力量に占める比率上昇とともに増加する系統対策費を想定（東大-IEEJ電源構成モデルを援用） 水力：WEC Survey of Energy Resources 1998を基に国別にコスト・ポテンシャルを想定 地熱：各種文献より発電費用172\$/MWh～258\$/MWhと想定 集中型太陽熱：NASAによるGISベースの日射量データと土地利用データからグリッド別の集中型太陽熱発電ポテンシャルを推計	VRE：p.24-30	推計は、世界全体で整合的となるよう、世界地図ベースのGISデータから推計。設備費については外生的に時間とともにコスト低減するシナリオを想定。GISの精度や土地利用コストなど、日本の精度については精査の余地有
CCS	回収	CO ₂ 回収設備の設備費とCO ₂ 回収に要するエネルギー量を各種文献を基に想定	付録参照	貯留ポテンシャル推計は、世界全体で整合的となるよう、世界地図ベースのGISデータから推計。日本の精度については精査の余地有
	輸送	パイプライン、液化CO ₂ 輸送（タンカー）を想定	p.33-34参照	
	貯留	米国地質調査所USGSのGISベースの地質データ等から貯留ポテンシャルを推計（Akimoto et al., IEA GHG, 2004参照）		
大気CO ₂ 直接回収（ DAC ）		M. Fasihi et al., (2019)（DAC関連の多くのサーベイを実施した論文）を基に、2種類の方式の設備費と回収に要するエネルギー量を想定	付録参照	回収後のCO ₂ は、CCS欄に記載の輸送、貯留と共通。また、CCU利用の場合は、合成燃料の欄と共通

DNE21+の前提条件とその想定方法の概要 (4/4)

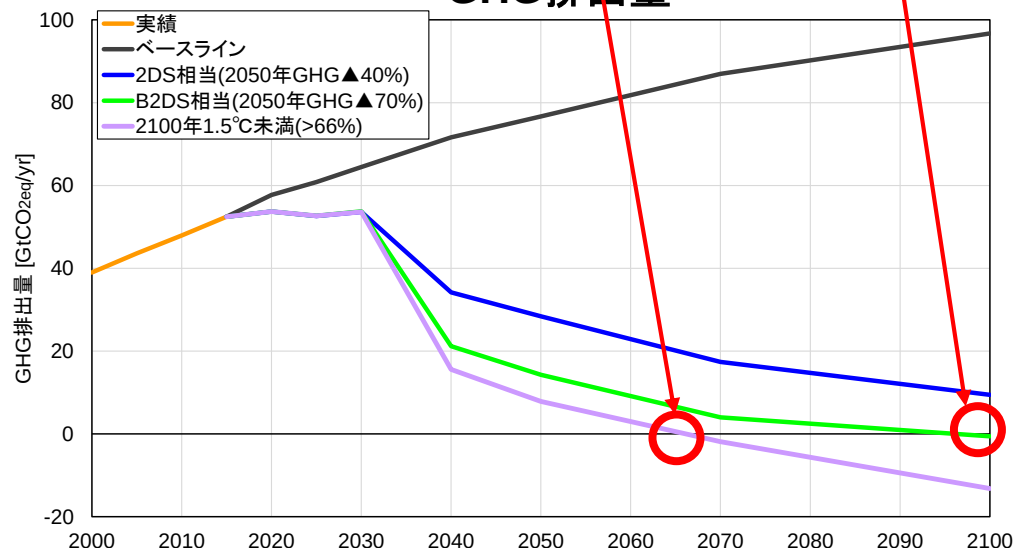
部門		想定方法	想定例	補足
産業部門	鉄鋼	各種省エネ技術(COURSE50など)、 CCS 、ガス直接還元製鉄、 水素直接還元製鉄 を想定。設備費、エネルギー収支等を各種文献等を参考に想定(J. Oda et al., Energy Economics, 2007など) 電炉はスクラップ鉄の利用可能量によって導入可能量は制約される。	水素直接還元製鉄、スクラップ鉄の利用可能量は付録参照	高炉転炉法+CCSは、30%程度のCO ₂ 排出削減は可能だが、ゼロ排出にはできない。
	セメント・コンクリート	各種省エネ技術、石炭からガス、水素、合成メタンへの燃料転換、 CCS (CCSは3000 t-クリンカ/日以上以上の規模のみ可)を想定。それらは全体最適の中でモデル内で内生的に決定。設備費、エネルギー収支等を各種文献等を参考に想定 コンクリートにおける CCU を想定	コンクリートCCU 最大11.9kgCO ₂ /tセメント(自然吸収されるCO ₂ 量の低下も加味した正味の吸収量をモデル化)	
	化学	エチレン、プロピレン、BTX、アンモニアの製造方法を想定。各製造方法毎に省エネ技術を想定している他、エチレン、プロピレンはエタンからの製造も想定し、更に、エチレン、プロピレン、BTXはメタノール経由の製造も想定(水素とCO ₂ からのメタノール(CCU)も想定)		
民生部門	家庭、業務	冷蔵庫、照明、調理用機器、給湯、冷暖房需要をそれぞれ想定しつつ、ヒートポンプ、コージェネ機器などの各種機器をモデル化。都市ガスインフラコストも想定。	都市ガスを水素への転換の場合は配送インフラに要する費用は、ガス、 合成メタン の2倍と想定	
運輸部門	道路交通	乗用車(小型、大型)、バス、トラック(小型、大型)の区分毎に、従来型内燃機関車(ガソリン、軽油、バイオ燃料)、HV、PHV、EV、FCVを想定。販売価格や将来コスト低減見通しを参考に車両価格を想定。EV、FCVはインフラ利用の追加費用も想定(ただし2050年に向けて大きく低減)。 合成燃料 も想定 完全自動運転車によるカーシェア・ライドシェア誘発シナリオも想定	乗用車(小型)の例は付録参照。 カーシェア・ライドシェアシナリオ想定はp.36に記載	完全自動運転車によるカーシェア・ライドシェア誘発シナリオでは、2031年から可能と想定
	航空	省エネ、ジェット燃料から バイオ燃料 、 合成ジェット燃料 への転換、 水素航空機 、 電動航空機 を想定。技術によって距離別需要を満たすことができる範囲を想定。燃料費はモデルで内生的に決定。機体コストは各種文献を参考に想定		
	国際海運	重油、軽油、バイオディーゼル燃料、LNG船、 水素船 を想定		

ベースラインの世界排出量と2°C、1.5°C排出シナリオ



注) ベースライン排出量は前提とする想定シナリオではなく、モデル計算結果 (SSP2シナリオを表示)

※ 2DS、B2DS、B1.5OSシナリオについては、2030年までは各国NDCs相当の排出制約を想定



日本の2050年カーボンニュートラルシナリオの分析では、日本の排出削減シナリオに加えて、世界全体について1.5°Cシナリオを併せて想定(世界のカーボンニュートラルエネルギー資源の取り合いも踏まえた分析)

3. シナリオの想定

シナリオ想定（概略）

		2050年GHG 排出削減	各種技術の想定 (コスト・性能)	各種技術の導入シナリオ
参考値のケース		▲100% (日本以外については、欧米はそれぞれ▲100%、それ以外は、全体で▲100%を想定)	モデルの標準想定	モデルで 内生的に決定 (コスト最小化)。ただし 原子力は上限10% で制約。 CO2貯留量制約 想定
参考値のケースのモデル想定下で再エネ比率が変化した場合のコスト等を推計	① 再エネ100%		(注:ただし、再エネ比率が高いシナリオでは、疑似慣性力が実現し、普及していることが暗黙の前提となる)	再エネほぼ100% (原子力0%)
それぞれの技術課題が克服され、より利用が拡大すると想定したシナリオ	② 再エネイノベ		再エネのコスト低減加速	モデルで 内生的に決定 。ただし原子力は上限10%で制約。CO2貯留量制約想定
	③ 原子力活用		原子力の導入拡大	モデルで 内生的に決定 。ただし 原子力の上限を20% と感度を想定。CO2貯留量制約想定
	④ 水素イノベ		水素のコスト低減加速	モデルで 内生的に決定 。ただし原子力は上限10%で制約。CO2貯留量制約想定
	⑤ CCUS活用		CO2貯留可能量拡大	モデルで 内生的に決定 。ただし原子力は上限10%で制約。 CCS可能量を大きく想定
	⑥ 需要変容		カー・ライドシェア拡大	完全自動運転車実現・普及により、 カーシェア・ライドシェアが劇的に拡大 すると想定。その他は参考値のケースでの想定と同じ

※需要サイドの変化については、カーシェアリング以外の要素も踏まえた更なるシナリオ分析を継続する。

モデル分析のシナリオ設定

シナリオの説明

シナリオを実現するために乗り越えるべき課題

モデルへのインプット

第35回基本政策分科会において提示した、議論を深めるための参考値を踏まえて、参考値を実現するための各電源の課題が克服された場合のシナリオ

電源構成のイメージ
再エネ5～6割、原子力1割、水素・アンモニア1割、CCUS火力2～3割

⇒モデル内でコスト最適化により導出する

<再エネ>

①調整力の確保

変動再エネの導入拡大に向け、自然条件によって出力が変動するため、**需要と供給を一致させる「調整力」を確保**することが課題。

②送電容量の確保

地域偏在性が再エネの導入拡大のため、**導入ポテンシャルのある地域と需要地をつなぐ送電容量の増強**に向け、**大規模な設備投資と工事のための地元調整を進める**ことが課題。

③慣性力の確保

電源脱落等の事故によるブラックアウトを防ぐため、**系統全体で一定の「慣性力(タービンが回転し続ける力)」を確保**することが課題。

④自然条件や社会制約への対応

森林を除く平地面積がドイツの半分、遠浅の海の面積はイギリスの1/8であり、日射量や風況で必ずしも恵まれていない自然環境の下で再エネの導入拡大に向け、**景観・環境・生態系・航路への影響配慮を含め地域との共生や利害関係者との調整**が課題。

⑤コスト

平地や遠浅の海が少ない地理的条件の下、導入量が増加すれば、土地造成費、接続費や地元調整に要する費用などが追加的に発生する傾向が見られるが、**設置しやすい適地の確保や発電効率の高い機器の開発などにより、再エネ全体の導入コストを低減**していくことが課題

<原子力>

①国民からの信頼回復

安全性の追求、立地地域との共生、持続的なバックエンドシステムの確立、事業性の向上、人材・技術・産業基盤の維持と強化と原子力イノベーションに取り組み、**国民からの信頼を回復**することが課題

②設備容量の確保

36基の原子力発電所(建設中を含む)が全て60年運転すると仮定しても、2040年以降、原子力の発電設備容量は大幅に減少し、2050年時点では、2,374万kW(1,663億kWh)(発電割合の10%程度)となり、更に、2060年時点では956万kW(670億kWh)に減少するなか、**設備容量を確保**することが課題

<再エネ>

系統の安定運用における想定

- 変動再エネの導入拡大に向けて、需給を一致させるための調整力の確保、再エネ適地の偏在などに対応するための送電容量の確保、電源脱落時のブラックアウト対策のため系統全体での慣性力の確保といった**課題が克服され、導入が拡大することを想定**。

自然・物理条件における導入想定

- 平地や遠浅の海に限られる自然条件の中で、**現在のドイツの発電量(約6,400億kWh)を上回り、英国の発電量(約3,300億kWh)の2倍以上を導入**。
- 住宅や工場等の屋根や耕作放棄地等への太陽光の設置や、洋上海域利用法を利用した洋上風力の導入拡大が進んだ上での発電量を想定。

経済性における想定

- 適地の確保などが進み、現在の技術水準を前提として、資本費・運転維持費などが国際価格に合わせて低減することを想定。(ただし、**立地制約に由来するコスト増などを精緻には折り込まず**。)

⇒発電コストは太陽光:10～17円、風力:11～20円、系統増強などの統合費用は4円前後を想定

<原子力>

持続可能性における想定

- 安全性向上、最終処分場問題や核燃料サイクルなどの課題に取り組み、**原子力発電が持続的に一定規模活用され、新たな炉の建設も行われた上での発電量を想定**。

経済性における想定

- 発電コストは、現在の技術水準を前提として、国際的な水準を用いる。

⇒社会的な制約などを踏まえ、発電量は電源構成の1割の上限を設定
発電コストは国際的な水準である13円を想定

参考値
のケース

モデル分析のシナリオ設定

シナリオの説明

シナリオを実現するために乗り越えるべき課題

モデルへのインプット

第35回基本政策分科会において提示した、議論を深めるための参考値を踏まえて、参考値を実現するための各電源の課題が克服された場合のシナリオ

電源構成のイメージ
再エネ5～6割、原子力1割、水素・アンモニア1割、CCUS火力2～3割

⇒モデル内でコスト最適化により導出する

<水素・アンモニア>

①供給サイド

産業・民生・運輸部門の電化が難しい分野に供給が優先される可能性が高く、発電用に利用するためには、**日本全体で2,000万t規模の水素等の供給を確保**することが課題。

国内調達できない場合、**海外から安価・大量に輸入するための輸送技術の開発や港湾施設等での設備整備**が課題。

②需要サイド

水素の安定的な燃焼性を確保するための燃焼器の開発やアンモニア発電においても、NOxの発生抑制や安定的な燃焼性を確保するための技術開発が課題。

水素全体の需給を拡大し、発電に利用できる供給量を確保するためにも、FCTラックや水素船などの新たな輸送部門や、産業部門での利用拡大などにより**発電以外でも需要先を拡大**することが課題。

③コスト

水素のサプライチェーンが確立されておらず、現状では**水素製造や液化に要するコストに加えて、積荷基地や液化水素運搬船のコスト低減**が課題。

<CCUS>

①技術・コスト

効率的な分離回収技術の開発や低コストなCO₂輸送技術の確立、**貯留コストの低減**などが課題。また、カーボンリサイクルの実用化に向けても、**コストの低減や用途の拡大**などが課題。

国内CCUSだけでは対応できない場合、海外への輸送のため、**世界でも実施例のない低温低圧の液化CO₂の船舶輸送技術の確立など、更なる技術的課題の克服**が課題。

②適地の確保や用途拡大への対応

産業・民生・運輸部門の電化や水素・アンモニアの活用が難しい分野からのGHG排出に優先される可能性が高く、**発電でCCUSを活用するためには、相当量の適地の確保や用途開発**が課題。

<水素・アンモニア>

技術開発における想定

- 水素・アンモニア発電に向けた**技術的課題の克服が大前提**。

大規模調達における想定

- その上で、産業・民生・運輸部門において優先的に利用された上で、**2030年の供給見込みを大幅に上回る供給が確保される想定**。(LNGが1980年代から2010年代の30年間に供給量を約4倍にしたペースを上回るペースで増える必要。)

経済性における想定

- 製造・輸送コストは、安価な製造装置や国際サプライチェーンが構築されることなどを前提に、**約170円/Nm³が1/5以下**になる想定。

⇒発電コストは約16～27円程度を想定

<CCUS>

技術開発における想定

- CCSやカーボンリサイクルの実用化に向けた技術的課題(分離回収の効率化に向けた技術など)の克服が大前提であり、技術開発を通じて、**コストが現状の7割以下等に低減される想定**。

大規模貯留における想定

- その上で、産業・民生・運輸部門や非エネルギー起源に優先的に利用された上で、**更に年間約3億tを超えるCCSの実施がされることを想定**。今回の参考値のケースでは、**海外への輸送が2億t程度可能となることを見込む**。

⇒発電コストは約13～16円程度を想定
参考値のケースでは、CCSの貯留ポテンシャルは、国内0.9億t-CO₂、海外輸送2.4億t-CO₂を想定

参考値
のケース

モデル分析のシナリオ設定

シナリオの説明	シナリオを実現するために乗り越えるべき課題	モデルへのインプット
① 再エネ 100% ケース 再エネのみで電源のカーボンニュートラルを実現した場合のシナリオ	<再エネ> 参考値のケースから更に+40%(約3,000億kWh)程度を導入する場合、調整力、送電容量、慣性力の更なる確保に加えて、現在の技術を前提とすれば、更に以下の容量を導入する必要。 ✓ 仮に、この容量の半分を太陽光(約1,500億kWh)、半分以上を洋上風力(約1,500億kWh)で実現する場合、以下の導入量が必要。 ✓ 太陽光については、参考値のケースに加えて、約110GW(約1,300億kWh)の導入が追加的に必要となる。これを仮に、1MWのメガソーラーで賄う場合には、追加で110,000力所が必要。参考値のケースで既に導入している量に加えて、例えば、追加的に全国約1700の市町村の全てが、平均して65力所の用地を確保する必要 ✓ 洋上風力については、参考値のケースに加えて、2040年目標の45GW(約1,300億kWh)の導入が必要 ✓ 英国BEISのシナリオにおける2050年の再エネ導入量見通し*は約4000~4300億kWh前後であり、再エネ100%ケースにおいては、これの約2.5~2.7倍の再エネを導入する必要 * BEIS「Net Zero and the Power Sector Scenarios」2020.12	電源構成のイメージ 再エネ10割 ⇒再エネ量を外生的に想定する 発電コスト コスト想定は参考値のケースと同様
② 再エネ の価格 が飛躍 的に低 減する ケース 再エネのコスト低減、および自然・物理制約、および慣性力などの系統運用の課題が、イノベーション技術等により、参考値のケースよりも大幅に克服できた結果、導入量が拡大したシナリオ	<再エネ> 参考値のケースから更なるコスト低減を実現し、物理・社会制約を克服するためには、タンデム型やペロブスカイト型太陽電池など革新技術の技術開発・商用化や、発電効率が大幅に向上した風力発電などの技術開発・商用化など、技術イノベーションにより技術的課題を克服する必要。 慣性力における課題の克服についても、疑似慣性を持つシステムの開発・実装や、蓄電システムにおける慣性力付与を実現する必要。 また、参考値のケースから追加的に仮に+10%(約1,300億kWh)を導入する場合、ケース①で示したもののいずれかと同様の再エネ設備の導入が必要。	電源構成のイメージ 再エネ6~7割 発電コスト 再エネコスト: 太陽光6~10円、 風力8~15円 再エネ以外の電源のコストは参考値のケースと同様

モデル分析のシナリオ設定

シナリオの説明	シナリオを実現するために乗り越えるべき課題	モデルへのインプット
③ 原子力の活用が進むケース 原子力の国民理解が進展し、安全性の確保やバックエンドシステムの確立など社会的・技術的な課題も克服した結果、リブレース・新増設が実現したシナリオ	＜原子力＞ 36基全てが60年運転して10%程度であり、+10%のためには、国民の信頼回復や地元理解、最終処分、核燃料サイクルなどのバックエンドシステムが確立するなどの課題を乗り越え、リブレース・新増設による新規炉が約20基相当(2000万kW)必要。	電源構成のイメージ 原子力2割 発電コスト コスト想定は参考値のケースと同様 導入上限 原子力の上限2割
④ 水素・アンモニアの価格が飛躍的に低減するケース 水素の製造・輸送プロセスにおける技術イノベーションにより、水素の製造・輸送価格が大幅に低下するシナリオ	＜水素・アンモニア＞ 参考値のケースの想定で、製造・輸送コストを足下から1/5以下とした上で、更なる技術イノベーションや民間投資の拡大による市場拡大などにより、更にコストを低減させる必要。 また、参考値のケースから追加的に仮に+10%(約1,300億kWh)を導入する場合、国内又は海外から水素量500～1000万tを追加的に調達する必要。 仮に、全て国内で調達する場合、FH2Rと同規模のプラントが合計で1000～2000箇所必要であり、全て海外から調達する場合、運搬船の水素積載量(現状約75t/隻)を100倍以上(約1万t/隻)に拡大した船を、参考値のケースに追加で、約90隻確保する必要。	電源構成のイメージ 水素・アンモニア2割 発電コスト 水素価格が20～35円/Nm3(発電コスト13～21円/kWh) 水素以外のコスト想定は参考値のケースと同様
⑤ CCUSにおけるCO2貯留量が飛躍的に増大するケース 技術イノベーションにより国内貯留地の大幅拡充、CO2の海外輸送の課題を大幅に乗り越えることで、輸送量が大幅に増大した場合のシナリオ	＜CCUS火力＞ 参考値のケースの想定で、技術開発や市場拡大により、コストが現状の半分以下等とした上で、更なる技術イノベーションや民間投資の拡大による市場拡大などにより、更に貯留量を拡大させる必要。 また、参考値のケースから追加的に仮に+10%(約1,300億kWh)を導入する場合、CCS貯留量が合計で5.5億t必要。これは、国内貯留において、2050年までに合計600本(1本当たりの圧入レート50万t/y)の掘削井が必要となり、苫小牧実証事業の累計圧入量(約3年で30万t)の900倍以上の規模のCCSを毎年実現し、加えて、海外貯留において、CO2輸送船(仮に2万t-CO2/隻と想定)が約300隻程度必要。	電源構成のイメージ CCUS火力3～4割 発電コスト コスト想定は参考値のケースと同様 導入上限 CCSの国内貯留量が2.7億t、海外輸送量が2.8億tに拡大

シナリオ想定と再エネ比率 (2050年)

シナリオ名	再エネコスト	原子力比率	水素コスト	CCUS (貯留ポテンシャル)	完全自動運転 (カー・ライドシェア)	電源構成に占める 再エネ比率
参考値のケース ^{*1}	標準コスト	10%	標準コスト	国内貯留： 91MtCO ₂ /yr、 海外への輸送： 235MtCO ₂ /yr	標準想定 (完全自動運転車実現・普及想定せず)	54% (最適化結果)
①再エネ極大		0%				ほぼ100% (シナリオ想定)
②再エネイノベ	低位コスト	10%		63% (最適化結果)		
③原子力活用 ^{*2}	標準コスト	20%	国内貯留： 91MtCO ₂ /yr、 海外への輸送： 235MtCO ₂ /yr	53% (最適化結果)		
④水素イノベ		水電解等の水素製造、水素液化設備費：半減		47% (最適化結果)		
⑤CCUS活用		10%	国内：273MtCO ₂ /yr、 海外：282MtCO ₂ /yr	44% (最適化結果)		
⑥需要変容				標準コスト	国内91Mt、 海外235Mt	2030年以降完全自動運転実現・普及し、カー・ライドシェア拡大、自動車台数低減により素材生産量低下

※需要サイドの変化については、カーシェアリング以外の要素も踏まえた更なるシナリオ分析を継続する。

*1: DAC無しでは実行可能解が無く、全てのシナリオでDACが利用可能と想定

*2: 原子力活用シナリオは別途、比率50%まで分析を実施

【参考】電源の参考値におけるイノベーションの考え方

- ◆ 基本政策分科会において提示された、2050年の電源の参考値を実現するためには、各電源がそれぞれ大きなハードルを乗り越える必要がある。
- ◆ こうした条件の中、原子力と化石+CCUSで3~4割について、原子力の上限を1割と想定した場合、化石+CCUSで2~3割を満たす必要があるが、そのためには電力部門以外におけるCCUS必要量も含めて、相当量のCO2貯留を国内外で実現する想定となる。また、水素・アンモニア・カーボンリサイクル燃料についても、モデル上供給上限は設定せず、大規模輸送を実現するインフラ整備等の実現を想定している。
- ◆ 今般の分析においては、上記の参考値を元にこうしたCCS貯留量などを機械的に想定して条件設定したものである点には留意されたい。

- 2050年カーボンニュートラルを目指す上で、脱炭素化された電力による安定的な電力供給は必要不可欠。3E+Sの観点も踏まえ、今後、以下に限定せず複数のシナリオ分析を行う。議論を深めて行くに当たり、それぞれの電源の位置づけをまずは以下のように整理してはどうか。

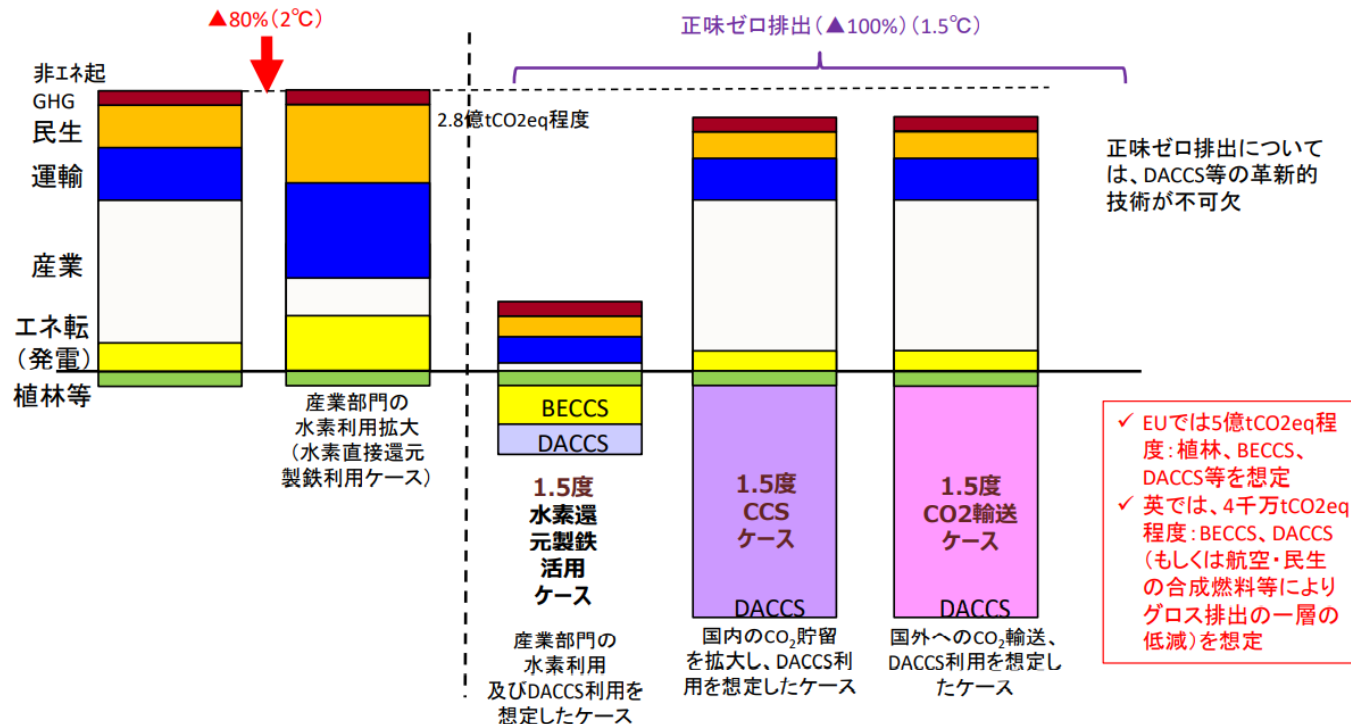
令和2年12月21日
基本政策分科会資料(抜粋)

確立した脱炭素の電源	再エネ	• 2050年における主力電源として、引き続き最大限の導入を目指す。 • 最大限導入を進めるため、調整力、送電容量、慣性力の確保、自然条件や社会制約への対応、コストを最大限抑制する一方、コスト増への社会的受容性を高めるといった課題に今から取り組む。 • こうした課題への対応を進め、2050年には発電電力量（※1）の約5～6割を再エネで賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値（※2）としてはどうか。
	原子力	• 確立した脱炭素電源として、安全性を大前提に一定規模の活用を目指す。 • 国民の信頼を回復するためにも、安全性向上への取組み、立地地域の理解と協力を得ること、バックエンド問題の解決に向けた取組み、事業性の確保、人材・技術力の維持といった課題に今から取り組んでいく。2050年には、再エネ、水素・アンモニア以外のカーボンフリー電源として、化石+CCUS /カーボンリサイクルと併せて約3～4割を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値（※2）としてはどうか。
イノベーションが必要な電源	化石+CCUS	• 供給力、調整力、慣性力の利点を持つ一方で、化石火力の脱炭素化が課題。 • CCUS /カーボンリサイクルの実装に向け、技術や適地の開発、用途拡大、コスト低減などに今から取組み、一定規模の活用を目指す。2050年には、再エネ、水素・アンモニア以外のカーボンフリー電源として、原子力と併せて約3～4割を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値（※2）としてはどうか。
	水素・アンモニア	• 燃焼時に炭素を出さず、調整力、慣性力の利点を持つ一方で、大規模発電に向けた技術確立、コスト低減、供給量の確保が課題。今からガス火力、石炭火力への混焼を進め、需要・供給量を高め安定したサブプライチェーンを構築にも取り組む。 • 産業・運輸需要との競合も踏まえつつ、カーボンフリー電源として一定規模の活用を目指す。水素基本戦略で将来の発電向けに必要な調達量が500～1000万トンとされていることを踏まえ、水素・アンモニアで2050年の発電電力量の約1割前後を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値（※2）としてはどうか。

※1：2050年の発電電力量は、第33回基本政策分科会で示したRITEによる発電電力推計を踏まえ、約1.3～1.5兆kWhを参考値（※2）とする。

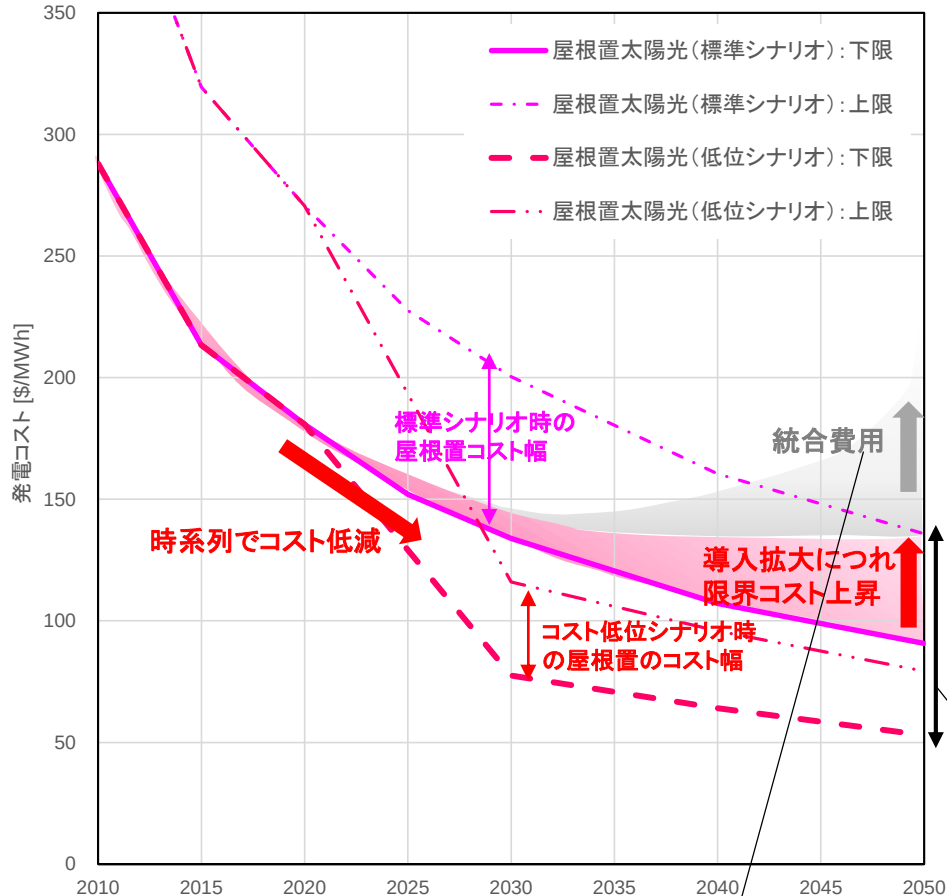
※2：政府目標として定めたものではなく、今後議論を深めて行くための一つの目安・選択肢。今後、複数のシナリオを検討していく上で、まず検討を加えることになるもの。

- ◆ 本分析で採用した中位的な社会経済シナリオSSP2（付録参照）の下では、日本の2050年カーボンニュートラル実現のためには、負の排出削減を実現する大気中CO₂直接回収貯留（DACCS）が必要条件となる結果。かつ、鉄鋼部門における水素直接還元製鉄が2050年までに実用化されるか、もしくは、2050年における国内CO₂貯留量が標準的に想定した年間91 MtCO₂よりも大きく確保する必要があるとの結果となっている。（2020年11月のグリーンイノベーション推進戦略会議にて報告済）
- ◆ よって、本分析で実施したすべてのシナリオにおいて、DACCSおよび水素直接還元製鉄が2050年までに利用可能と想定した分析としている。



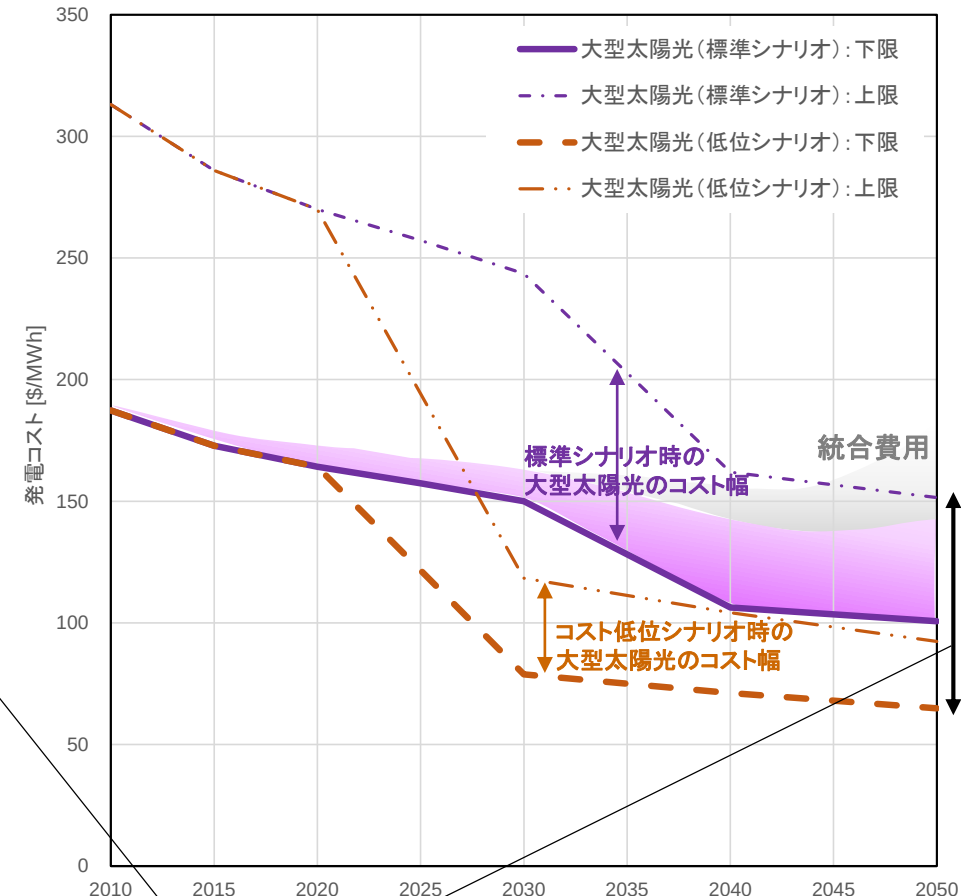
日本の太陽光発電コストの想定：時系列

屋根置太陽光発電



統合費用の想定はp.30

大型太陽光発電



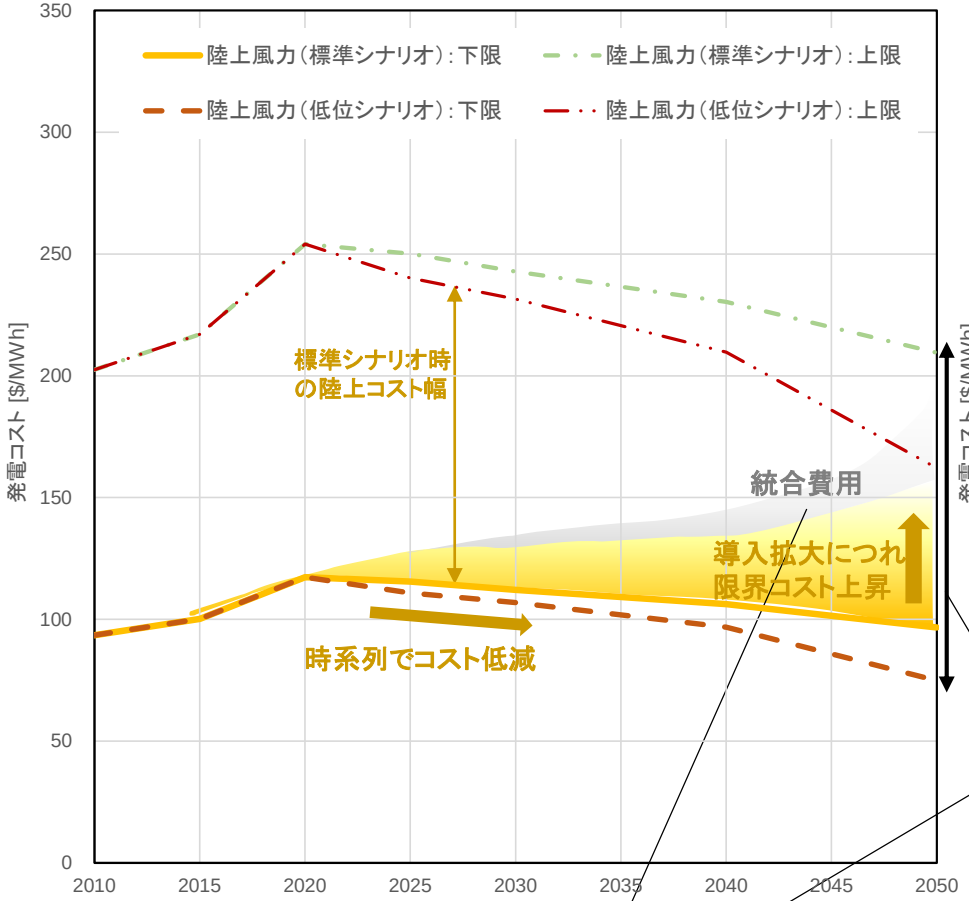
2050年のコスト・ポテンシャル曲線はp.28

※ 各時点の導入設備ストックの平均的なコストであり、当該時点に導入される新規設備に限ったコストを表示ではないことに注意されたい。

注) グラデーション部分はあくまでモデル計算のイメージ

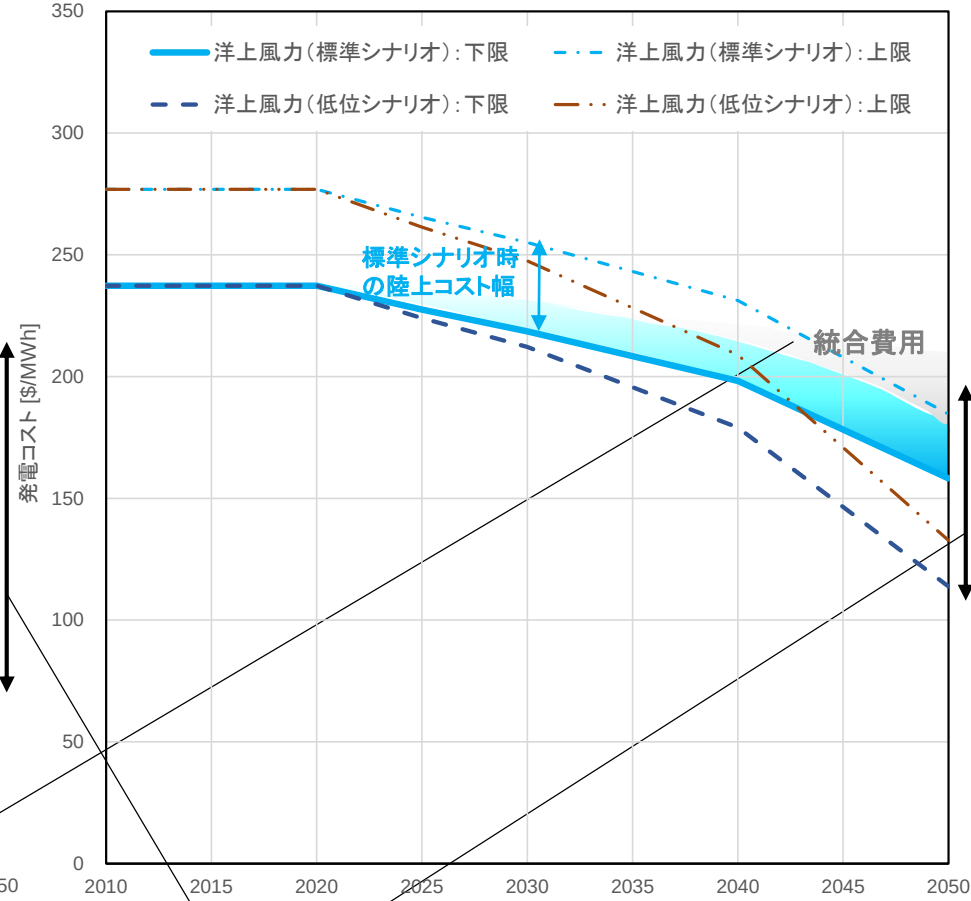
日本の風力発電コストの想定：時系列

陸上風力発電



統合費用の想定はp.30

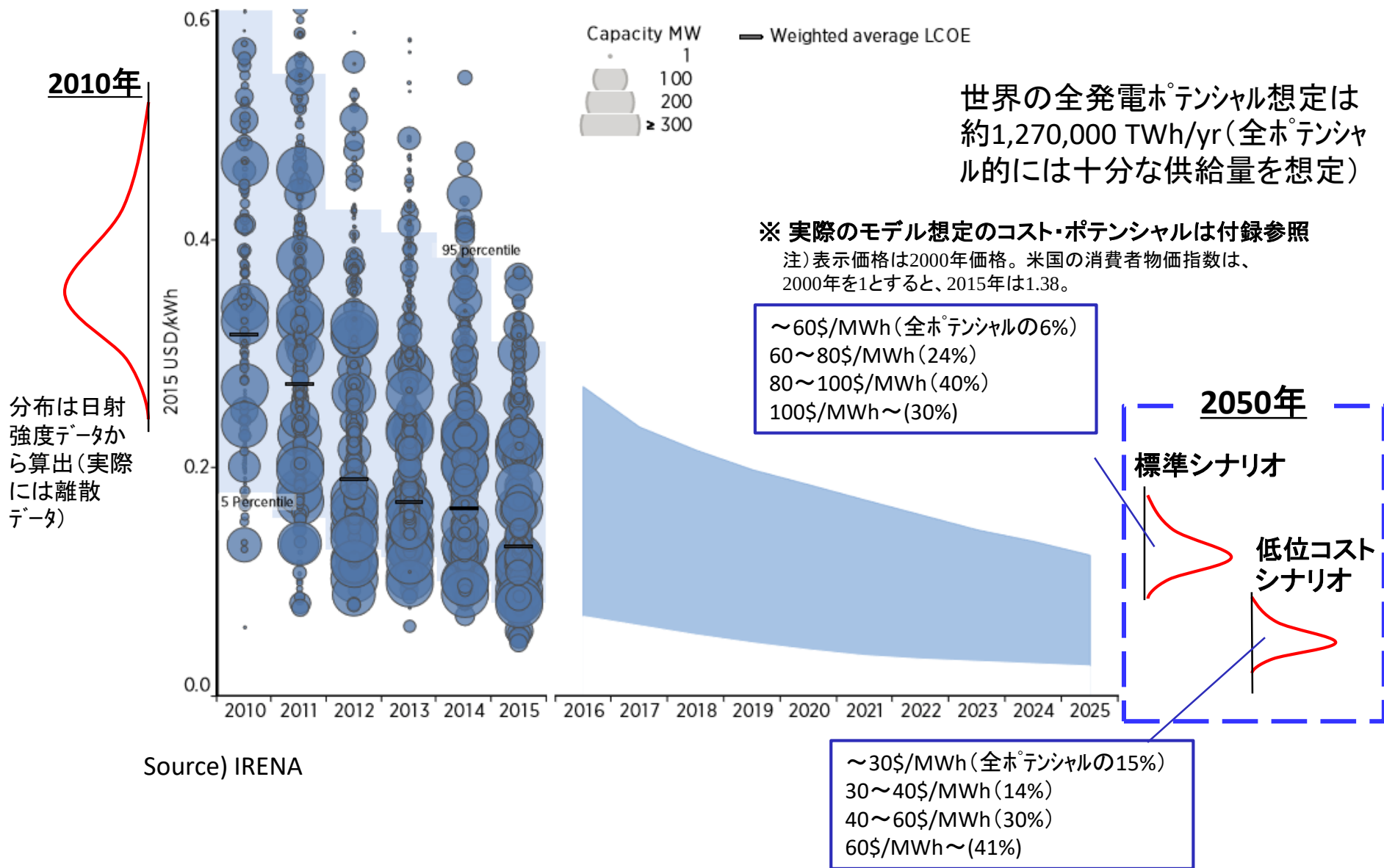
洋上風力発電



2050年のコスト・ポテンシャル曲線はp.28

※ 各時点の導入設備ストックの平均的なコストであり、当該時点に導入される新規設備に限ったコストを表示ではないことに注意されたい。
注) グラデーション部分はあくまでモデル計算のイメージ

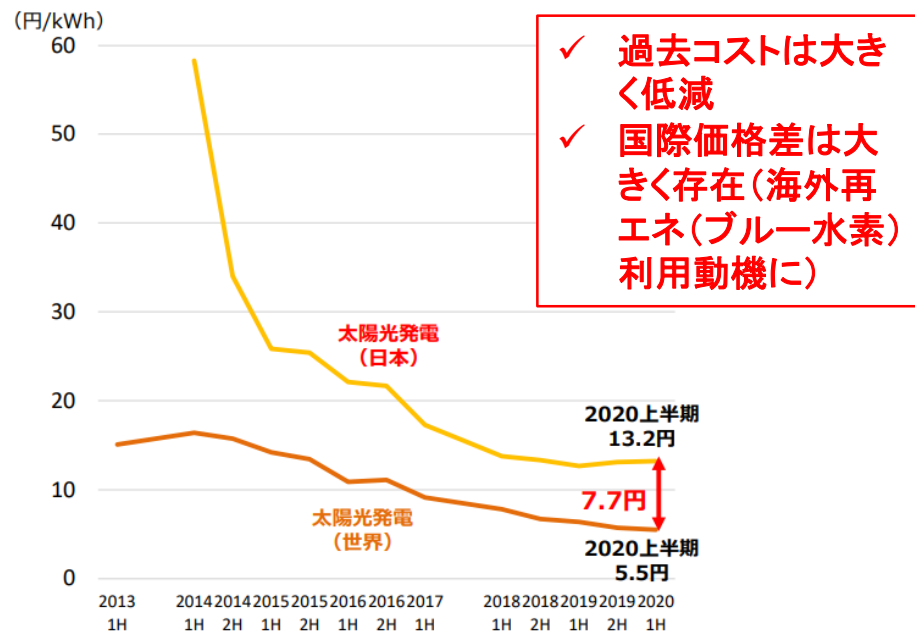
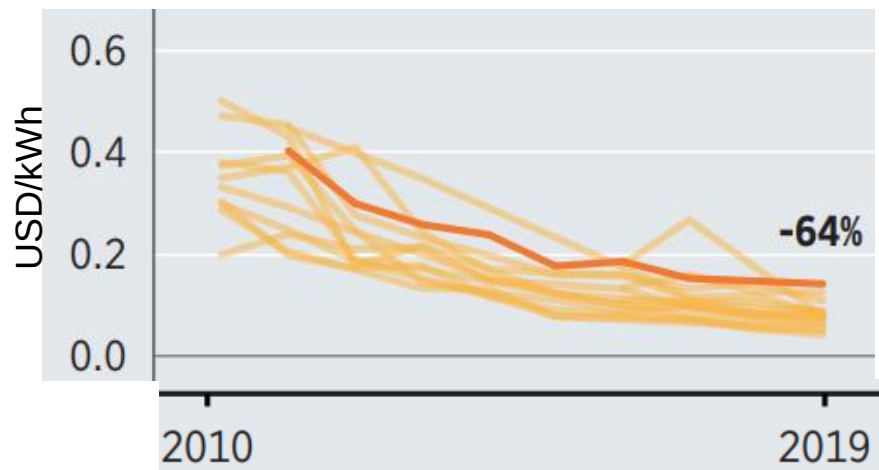
【参考】世界全体での太陽光発電の想定



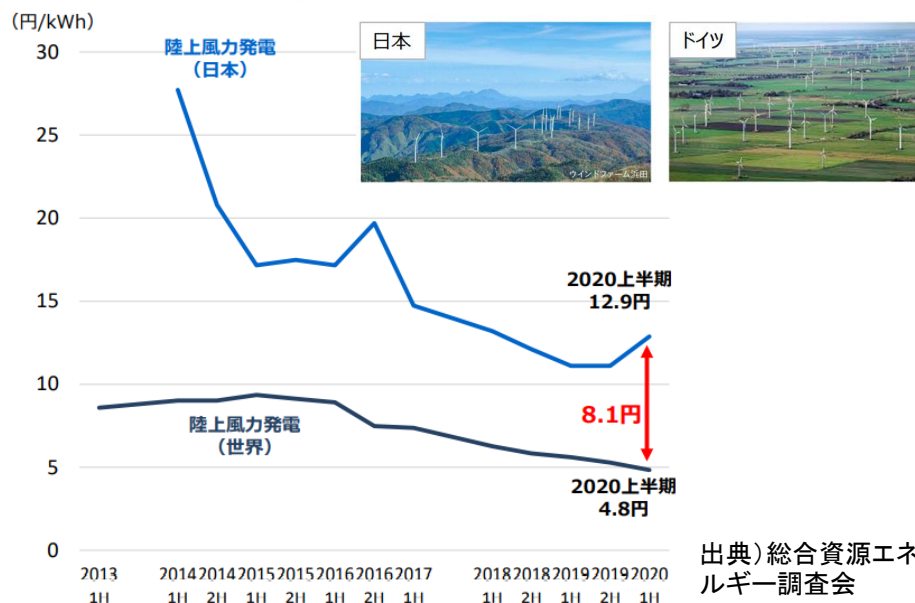
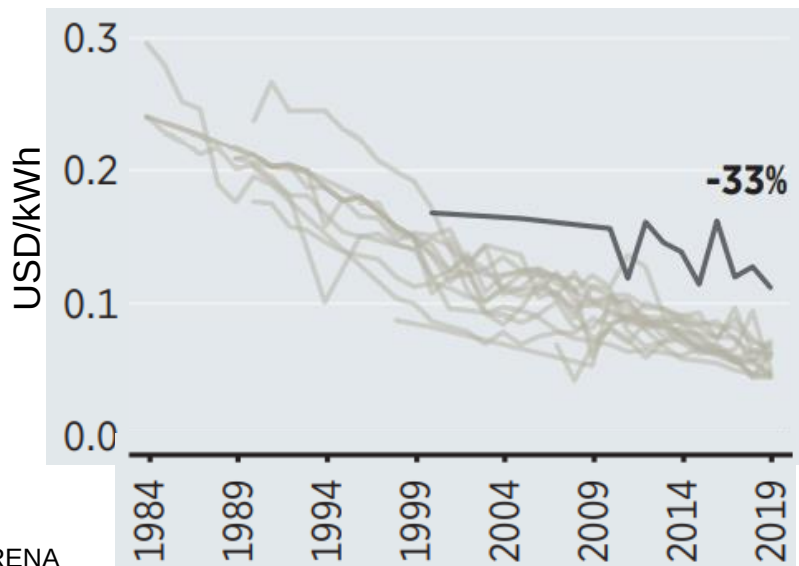
※ なお、DNE21+モデルでは、VREのシェアが増すに従い、系統安定化のための追加費用が別途必要と想定している。

【参考】太陽光、風力発電コスト推移

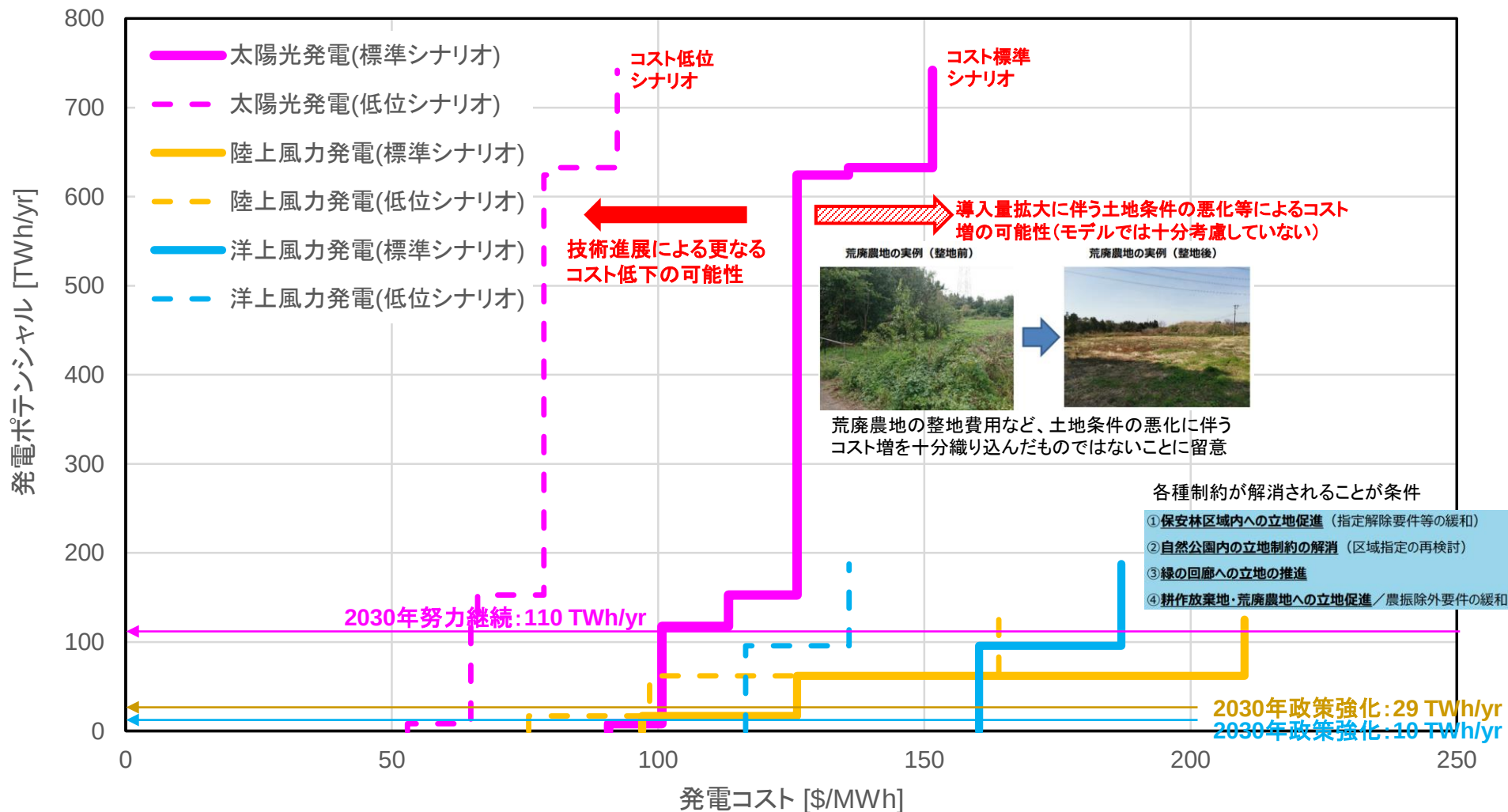
太陽光発電



風力発電



日本の変動性再エネコスト・ポテンシャルの想定 (2050年)



※ 太陽光発電は、日射量と土地利用のGISデータ、および設備費用等からRITEで推計。グラフは屋根置、大型太陽光発電の両者を含んで表示したもの。陸上風力発電は、風況と土地利用のGISデータ、および設備費用等からRITEで推計。

地域区分

日本全体を5地域(①北海道、②東北、③東京、④九州以外の西日本、⑤九州)に区分。

対象時点

2050年時点のコスト及び電力需給を想定して評価。

各電源の発電コスト

RITE DNE21+の想定に基づき設定。

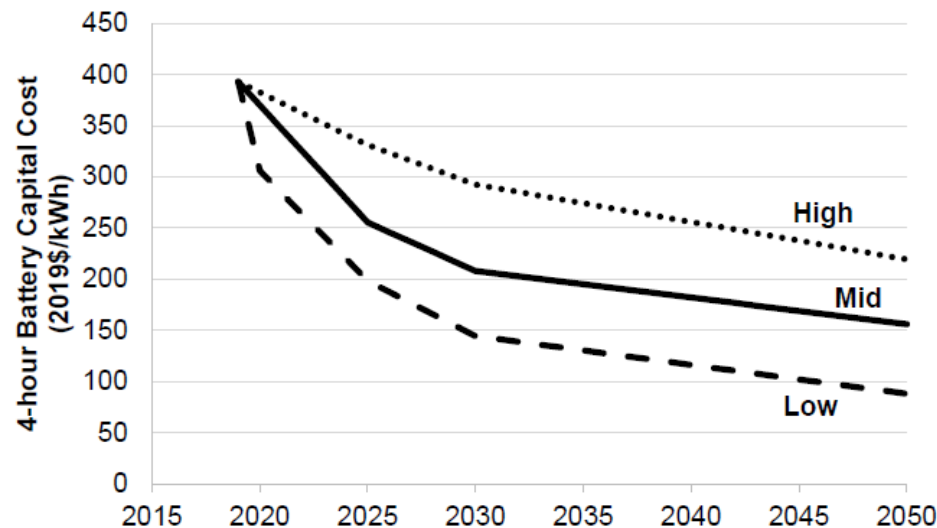
蓄電システム

リチウムイオン電池(米国立再生可能エネルギー研究所(NREL)の評価に基づき2050年に150ドル/kWhと設定)を中心に、既設揚水発電と水素貯蔵を併用すると想定。

送電線費用

電力広域的運営推進機関資料等をもとに、地域①②間及び③④間では20万円/kW、それ以外では3万円/kWと想定し、年経費率8%として評価。地内送電線や北海道・東京間の海底ケーブルは考慮していない。

リチウムイオン電池のコスト低減見通し(NREL)

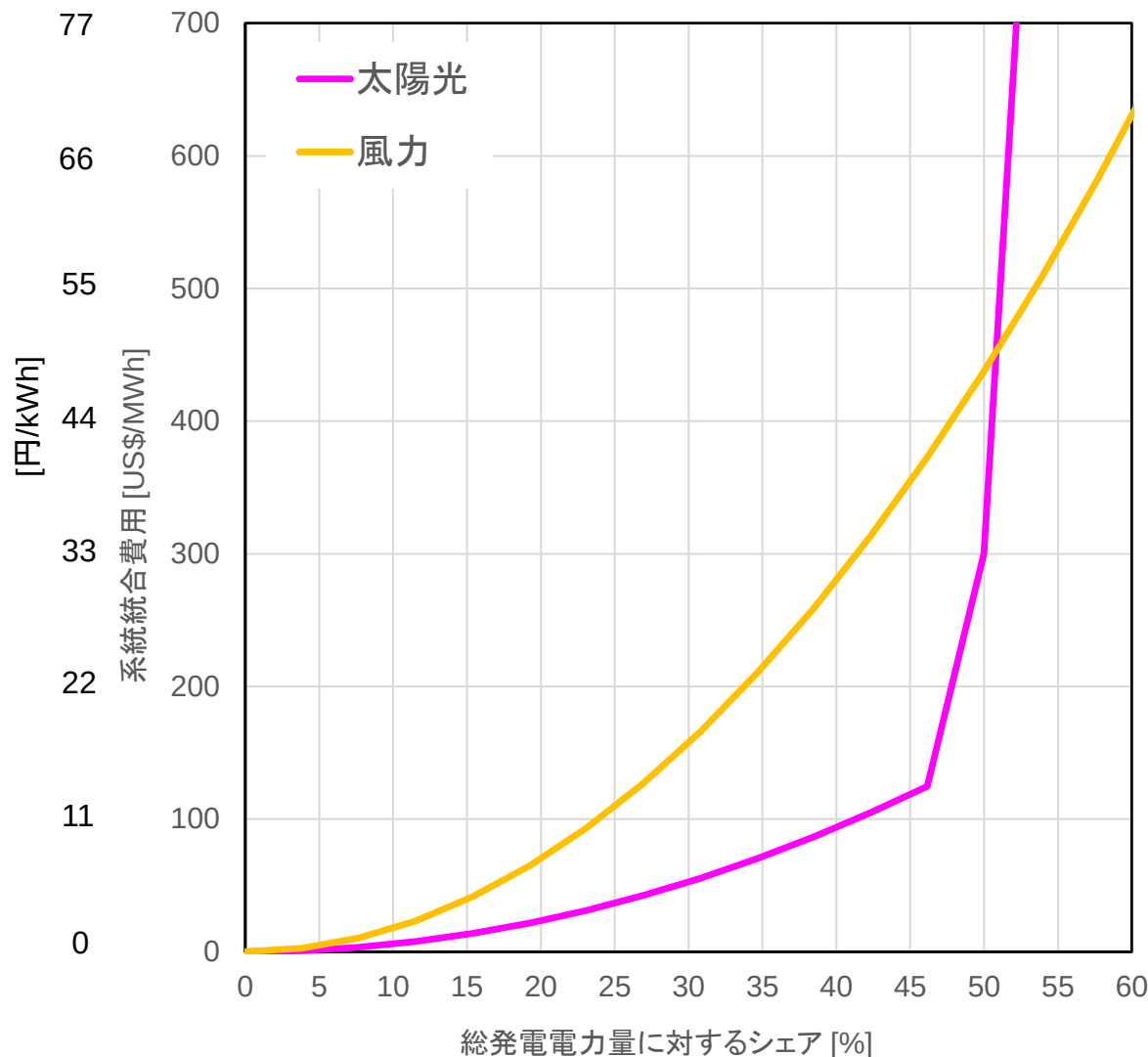


(出所) W. Cole and A. W. Frazier, "Cost projections for utility-scale battery storage: 2020 update," NREL/TP-6A20-75385.

系統対策における統合費用の想定（2050年）

東大-IEEJ電源構成モデルの分析結果から近似した系統統合費用
＝DNE21+で想定した系統統合費用の想定（各導入シェア実現時の**限界費用**）

※ 総費用は積分値



- VRE比率が高まると、**限界統合費用は比較的急速に上昇傾向有**。これは、既にVREが大量に導入されている状況で更に導入を進める場合、曇天・無風状態が数日以上継続するリスクに対応するため、利用頻度の低い蓄電システムや送電線を保持することが必要となることによる。
- 例えば、再エネ比率50%程度（太陽光約400TWh、風力約100TWh）のケースにおいては、蓄電池導入量は最適化計算の結果、**870GWh**となる。（足下導入量約10GWh程度）

※ IEEJモデル分析結果は、風力、太陽光導入シェアの組み合わせによって統合費用には差異が生じる。DNE21+での想定では、IEEJモデル分析結果の風力、太陽光のシェアの組み合わせの統合費用から、風力、太陽光それぞれのシェアのみによる関数として近似的に想定した上で、シェア毎に差分値を算定して、各シェアにおける統合費用の限界値を推計して、DNE21+に組み入れた。

注) 各VREのポテンシャルは先のスライド記載のとおりであり、本グラフの記載のシェアは、想定ポテンシャルによって制約を受けるため、実現不可能な場合もある。

原子力発電コストの想定

	設備費用 (\$/kW)		発電単価 (\$/MWh)	
	2000年価格	2018年価格	2000年価格	2018年価格
2020年	2763	4029	75	110
2030年	2779	4053	76	111
2050年	2794	4075	78	114
2100年	2824	4117	79	115

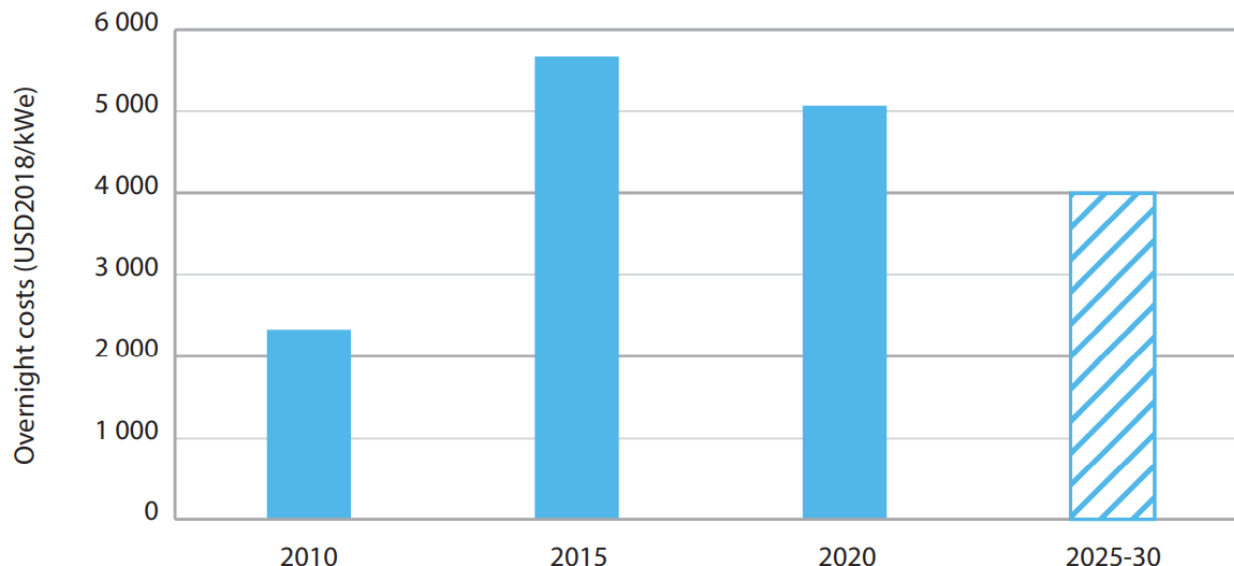
*1 表の数字は、日本の想定値。世界では国によるロケーションファクターを乗じており、若干差異をもった想定を行っている。

*2 モデルの基準年は2000年であるため、2000年価格も表示。2000年価格から2018年価格への換算は1.46を乗じたもの(米国CPIから)。

*3 発電電力量当たり費用への換算は、設備利用率85%を用いたもの

【参考】 IEA/NEAによる原子力発電コスト見通し

Figure 8.1: Trend in the projected cost of new nuclear in OECD countries



◆ OECD諸国における新設価格は、ここ数年は非常に高く、現在のモデル想定を上回る水準となっているが、将来的には低減してくると見込まれている。

Source: IEA/NEA (2005, 2010, 2015, 2020).

出典) IEA/NEA, Projected Costs of Generating Electricity 2020

Table 8.2: Construction costs of recent FOAK Generation III/III+ projects

Type	Country	Unit	Construction start	Initial announced construction time	Ex-post construction time	Power (MWe)	Initial announced budget (USD/kWe)	Actual construction cost (USD/kWe)
AP 1000	China	Sanmen 1, 2	2009	5	9	2 x 1 000	2 044	3 154
	United States	Vogtle 3, 4	2013	4	8/9*	2 x 1 117	4 300	8 600
APR 1400	Korea	Shin Kori 3, 4	2008	5	8/10	2 x 1 340	1 828	2 410
EPR	Finland	Olkiluoto 3	2005	5	16*	1 x 1 630	2 020	>5 723
	France	Flamanville 3	2007	5	15*	1 x 1 600	1 886	8 620
	China	Taishan 1, 2	2009	4.5	9	2 x 1 660	1 960	3 222
VVER 1200	Russia	Novovoronezh II-1 & 2	2008	4	8/10	2 x 1 114	2 244	**

* Estimate. ** No data available.

Notes: MWe = megawatt electrical capacity. kWe = kilowatt electrical capacity.

Source: NEA (2020).

CO₂回収技術の想定

	2000年価格設備費 (\$/kW)	発電効率(LHV%)	CO ₂ 回収率(%)
CO ₂ 回収付IGCC/IGFC ^{*1}	2800 – 2050	34.0 – 58.2	90 – 99
天然ガス酸素燃焼発電 ^{*1}	1900 – 1400	40.7 – 53.3	90 - 99
	2000年価格 設備費(1000\$/ (tCO ₂ /hr))	必要電力量(MWh/tCO ₂)	CO ₂ 回収率(%)
石炭発電からの 燃焼後CO ₂ 回収 ^{*1}	851 – 749	0.308 – 0.154	90
天然ガス発電からの 燃焼後CO ₂ 回収 ^{*1}	1309 – 1164	0.396 – 0.333	90
バイオマス発電からの 燃焼後CO ₂ 回収 ^{*1}	1964 – 1728	0.809 – 0.415	90
ガス化CO ₂ 回収 ^{*1}	62	0.218	90 – 95
製鉄所高炉ガスからの CO ₂ 回収 ^{*1}	386 – 319	0.171 – 0.150	90
	2000年価格 設備費(1000\$/ (tCO ₂ /hr))	必要燃料(GJ/tCO ₂) 回収電力量(MWh/tCO ₂)	CO ₂ 回収率(%)
クリンカ製造からの CO ₂ 回収 ^{*2}	2485 – 2246	4.87 – 3.66 0.199 – 0.150	90

*1 想定値は表中の範囲で2015～2100年に渡って改善すると想定している。

*2 想定値はキルン本体、CO₂回収・圧縮設備で利用する燃料種によって表中に示す幅があると想定している。

注) 表示価格は2000年価格。米国の消費者物価指数は、2000年を1とすると、2018年は1.46。

・発電部門における各種CO₂回収の他、ガス化CO₂回収(水素製造時)と製鉄所高炉ガス、クリンカ製造からのCO₂回収を具体的にモデル化している。

CO₂輸送、貯留の想定

	貯留ポテンシャル (GtCO ₂)		【参考値】IPCC SRCCS (2005) (GtCO ₂)	貯留費用 (\$/tCO ₂)* ¹
	日本	世界		
廃油田 (石油増進回収)	0.0	112.4	675–900	92 – 227* ²
廃ガス田	0.0	147.3 – 241.5		10 – 132
深部帯水層	11.3	3140.1	10 ³ –10 ⁴	5 – 85
炭層 (メタン増進回収)	0.0	148.2	3–200	47 – 274* ²

注1) 廃ガス田の貯留ポテンシャルの幅は、将来のガス採掘量が増加するに従って、表中の上限値までポテンシャルが増大し得ると想定している。

注2) 貯留費用の幅は、表中に示す範囲において累積貯留量の増大と共に上昇するように想定している。

*1 本数値にはCO₂回収費用は含まれていない。別途想定している。

*2 石油増進回収、メタン増進回収における石油やガスの利益は本数値に含めていないが、別途考慮している。

- 掘削リグの台数に制約がある等、その急拡大には困難が伴うことを鑑み、**CO₂貯留の拡大率に制約を想定**。具体的には、**標準の技術想定シナリオでは、国内／地域の総貯留ポテンシャルに対し、2030年までは年間0.02%、それ以降は年間0.04%ずつ貯留量を拡大可能と想定**（日本の場合、2030年以降CCSを利用可能と想定したため、2050年の最大貯留可能量は91 MtCO₂/yr）。
- **CCUSイノベシナリオでは、その3倍(273 MtCO₂/yr)まで可能と想定**（総貯留ポテンシャルは不変）

【CO₂輸送費】

- CO₂排出源から貯留地点への輸送費については、日本の場合、1.36\$/tCO₂ (100km当たり)、平均輸送距離300kmと想定し、別途考慮している。
- 土地面積が大きな国で、モデルで一国を更に詳細分割している国（米国、ロシア、中国、豪州）の分割地域間のCO₂輸送は別途輸送距離に応じた費用を考慮。
- 国をまたがるCO₂輸送も想定。なお、**参考値のケースにおいては、日本は年間235 MtCO₂（2013年GHG排出量の6分の1相当）の輸出を上限とした**（CCUS活用シナリオでは、2013年排出量の5分の1相当の282 MtCO₂）。

水素製造・輸送関連技術の想定

水素製造技術

	設備費 (US\$/(toe/yr))	転換効率 (%)
石炭ガス化	1188～752	60%
ガス改質	963～733	70%
バイオマスガス化	1188～752	60%
水電気分解	2050～667	64～84%

液化技術

	設備費 (US\$/(toe/yr))	消費電力 (MWh/toe)
天然ガス/合成メタン	226	0.36
水素	1563	1.98

輸送費用

		設備費	可変費*1
		電力: \$/kW その他エネルギー: US\$/(toe/yr) CO ₂ : US\$/(tCO ₂ /yr)	エネルギー: US\$/toe CO ₂ : US\$/tCO ₂
電力*2		283.3+1066.7L	-
水素	パイプライン*3	210.0L	5.0L
	タンカー	69.5L	7.26+0.60L
CO ₂	パイプライン*3	99.4L	2.35L
	タンカー	47.5L	1.77L
天然ガス (合成メタンも同様)	パイプライン*2	128.3L	3.5L
	タンカー	35.1L	8.09+0.39L

L: 地域間の距離(1000km)

*1 船舶については、距離非依存項は燃料費を想定している。パイプラインについては、距離依存項は燃料費、圧縮動力費をそれぞれ想定している。

*2 海底送電線の場合、固定費は上記の10倍と想定している。

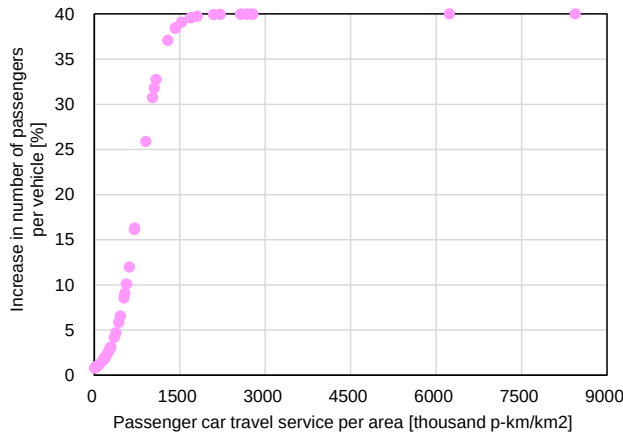
*3 海底パイプラインの場合、固定費は上記の3倍と想定している。

完全自動運転車と誘発されるシェアモビリティの想定

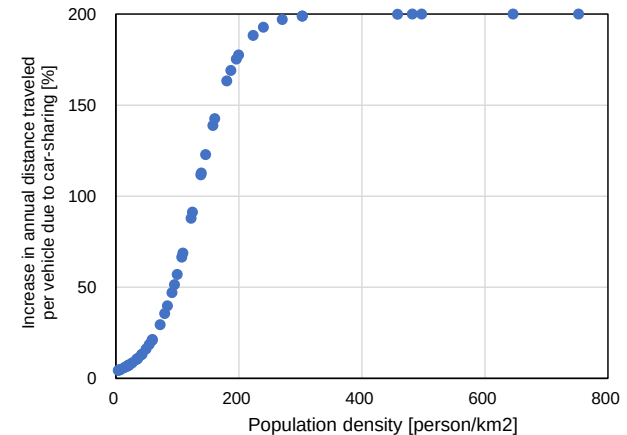
- ◆ カーシェアリングにより需要が低減するケースでは、**完全自動運転シェアカーは2030年以降利用可能と想定**し、主要なパラメータはFulton他(2017)等を参考にしつつ、以下のように想定



完全自動運転車によるライドシェア誘発の想定



完全自動運転車によるカーシェア誘発の想定



	非完全自動運転車(自家用車)	完全自動運転車(シェアカー)
車両価格	別途、車両タイプにより、それぞれ車両価格を想定	2030: +10000\$ 2050: +5000\$ 2100: +2800\$ (非完全自動運転車比)
車の寿命	13-20 年	4-19 年
一台あたり平均乗車人数	2050: 1.1-1.5 人 2100: 1.1-1.3 人	2050: 1.17-2.06 人 2100: 1.11-1.89 人

- ◆ 運転に要する時間の機会費用、安全性に関する費用を想定
- ◆ **カーシェア・ライドシェアリングによる乗用車台数減少の影響を考慮**

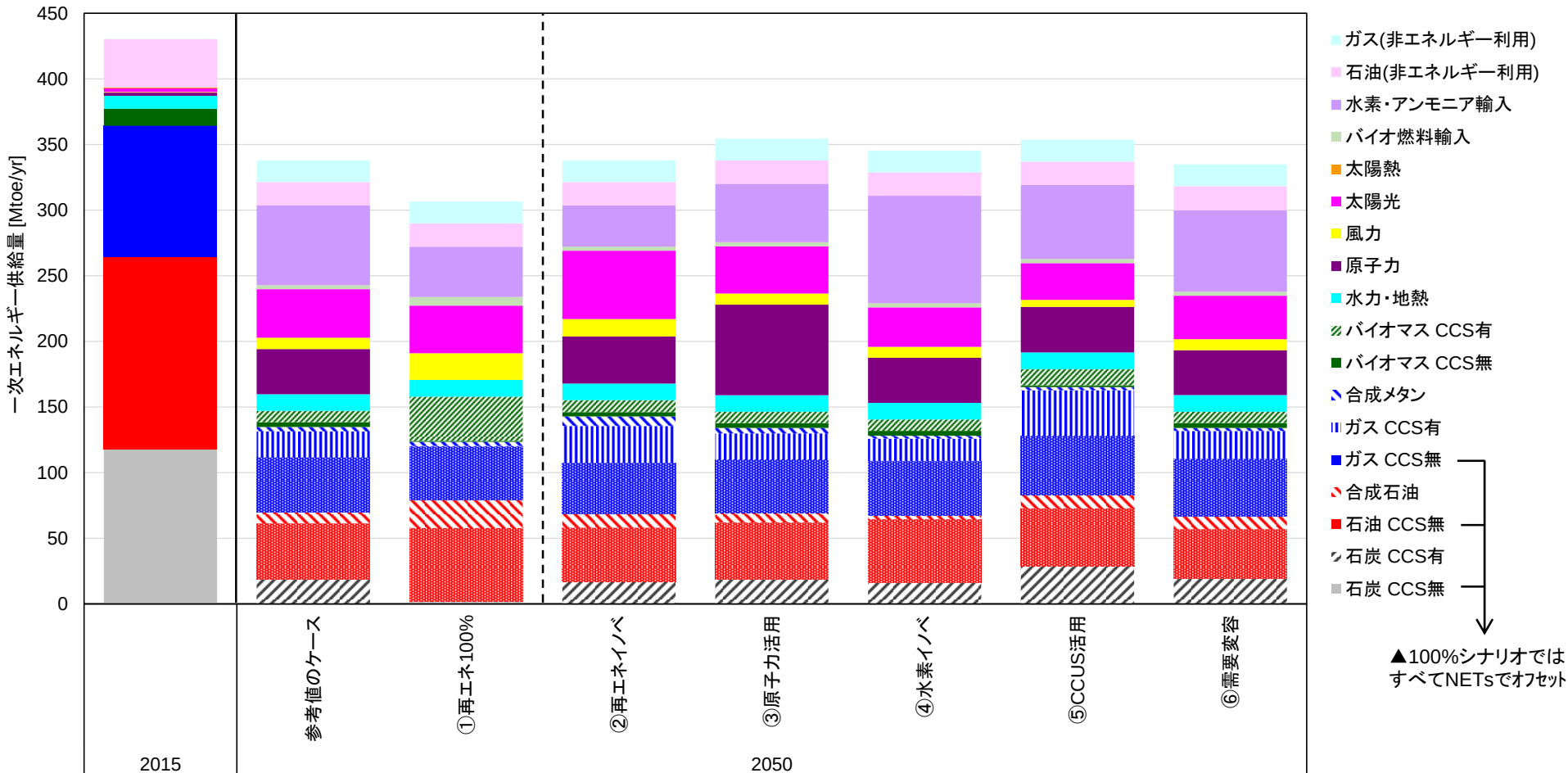
乗用車台数の減少による①鉄鋼製品とプラスチック製品の減少、②立体駐車場スペースの低下に伴うコンクリートと鉄鋼製品の減少を考慮

前提条件においては、実際の自然的・社会的制約を、コストや上限制約として精緻に織り込めていない。こうした要素をより精緻に踏まえた場合は、電源によっては更なるコスト増/減となる可能性がある。

		参考値のケース（2050年）			イノベーションケース（2050年）		
		想定	考え方		想定	考え方	
再エネ	価格	PV 約10～17円/kWh WT 約11～20円/kWh	資本費	発電コストWGを参考に設定 （パネル等の設備、及び工事・土地造成のいずれも低減想定）	PV 約6～10円/kWh WT 約8～15円/kWh	資本費	IRENA, WEO等における将来見通しを参照して想定
			運転維持費			運転維持費	
			設備利用率			設備利用率	
	統合費用	約4円/kWh前後 （エネ研モデル分析による太陽光・風力にかかる統合費用）	蓄電池費	約1.5万円/kWh 米NRELのコスト見通し	約4円/kWh前後 （エネ研モデル分析による太陽光・風力にかかる統合費用）	蓄電池費	約1.5万円/kWh 米NRELのコスト見通し
			系統増強費	電力広域的運営推進機関資料等をもとに想定		系統増強費	電力広域的運営推進機関資料等をもとに想定
原子力	価格	約13円/kWh （2018年価格換算）	資本費	設備費 4075\$/kW NEAのコストレポート、発電コストWGを参考に設定	約13円/kWh （2018年価格換算）	資本費	設備費 4075\$/kW NEAのコストレポート、発電コストWGを参考に設定
			運転維持費			運転維持費	
			設備利用率			設備利用率	
	上限	10%	上限制約	一部既設炉60年運転を想定	20%	上限制約	国民の信頼回復等で新增設・リブレースが実現するとし、機械的に想定
水素	価格	発電 約16-27円/kWh 水素 約25-45円/Nm3	資本・運転維持費	設備費 1160\$/kW （高効率ガスCC設備費＋NOx等対策費として60\$/kW追加した想定）	発電 約13-21円/kWh 水素 約20-35円/Nm3	資本・運転維持費	標準ケースに同じ
			燃料費	各種文献より設定、モデル内で計算		燃料費	海外においても更なる製造コストの低減、非常に安価なフレート技術実現
			設備利用率	上限85%でモデル内で計算される		設備利用率	上限85%でモデル内で計算される
	上限	なし	上限制約	輸入量は上限制約なし	なし	上限制約	輸入量は上限制約なし
化石＋CCS	価格	発電 石炭火力 約13円/kWh ガス火力 約16円/kWh CCS 石炭火力 約7.4千円/tCO2 ガス火力 約10千円/tCO2 注：CO2貯留コストもコスト曲線を想定しており、どれだけCCSを行うかによってコストが変わる	資本・運転維持・燃料費	設備費 1100-1700\$/kW （高効率石炭発電：1700\$/kW、高効率ガスCC発電：1100\$/kW、CO2回収設備費を加えるとフルで回収する場合は（実際には回収設備容量（設置比率）はモデル内で計算される）、それぞれ、約2100\$/kW、約1450\$/kW相当） （NEALレポート、発電コストWGを参考に設定）	発電 石炭火力 約13円/kWh ガス火力 約16円/kWh CCS 石炭火力 約7.4千円/tCO2 ガス火力 約10千円/tCO2 注：CO2貯留コストもコスト曲線を想定しており、どれだけCCSを行うかによってコストが変わる	資本・運転維持・燃料費	標準ケースに同じ
			CCS価格	各種文献より設定		CCS価格	各種文献より設定
			設備利用率	上限85%でモデル内で計算される		設備利用率	上限85%でモデル内で計算される
	上限	国内 0.9億tCO2/年 海外 2.4億tCO2/年	上限制約	国内はGISデータより貯留ポテンシャルを設定、リグの制約等を踏まえて設定、海外は輸送船の調達量の制約を踏まえて設定	国内 2.7億tCO2/年 海外 2.8億tCO2/年	上限制約	国内は掘削リグの制約を克服、海外はインフラ整備の制約を克服することで、貯留量が増加と想定

4. シナリオ分析結果

日本の一次エネルギー供給量（2050年）

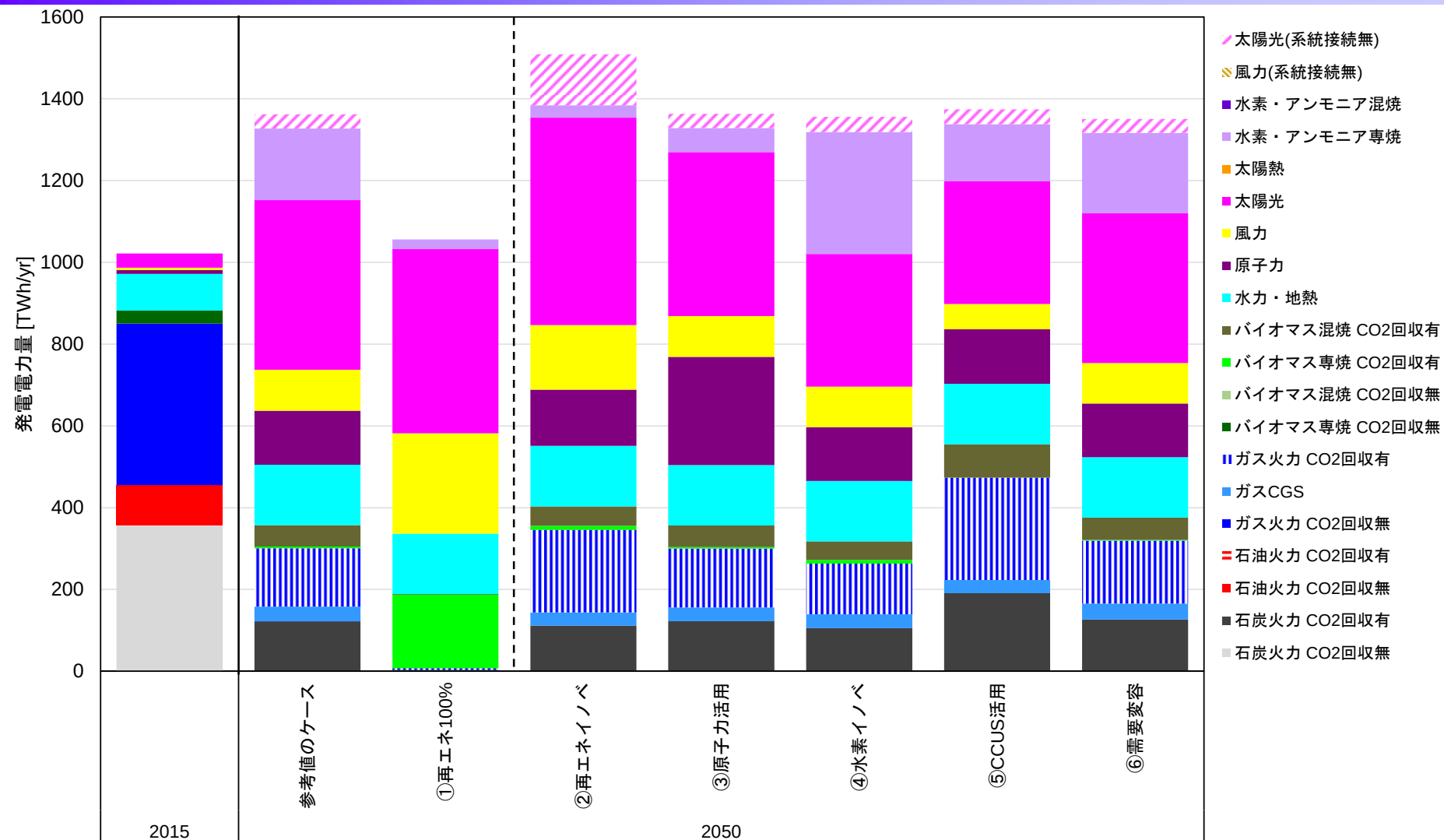


注1) 一次エネルギー換算はIEA統計に準じている。バイオマス以外の再エネ: 1 TWh=0.086 Mtoe、原子力: 1TWh=0.086÷0.33 Mtoe

注2) CCSなしの化石燃料は、負排出技術でオフセットされており、カーボンニュートラル化石燃料となっている。

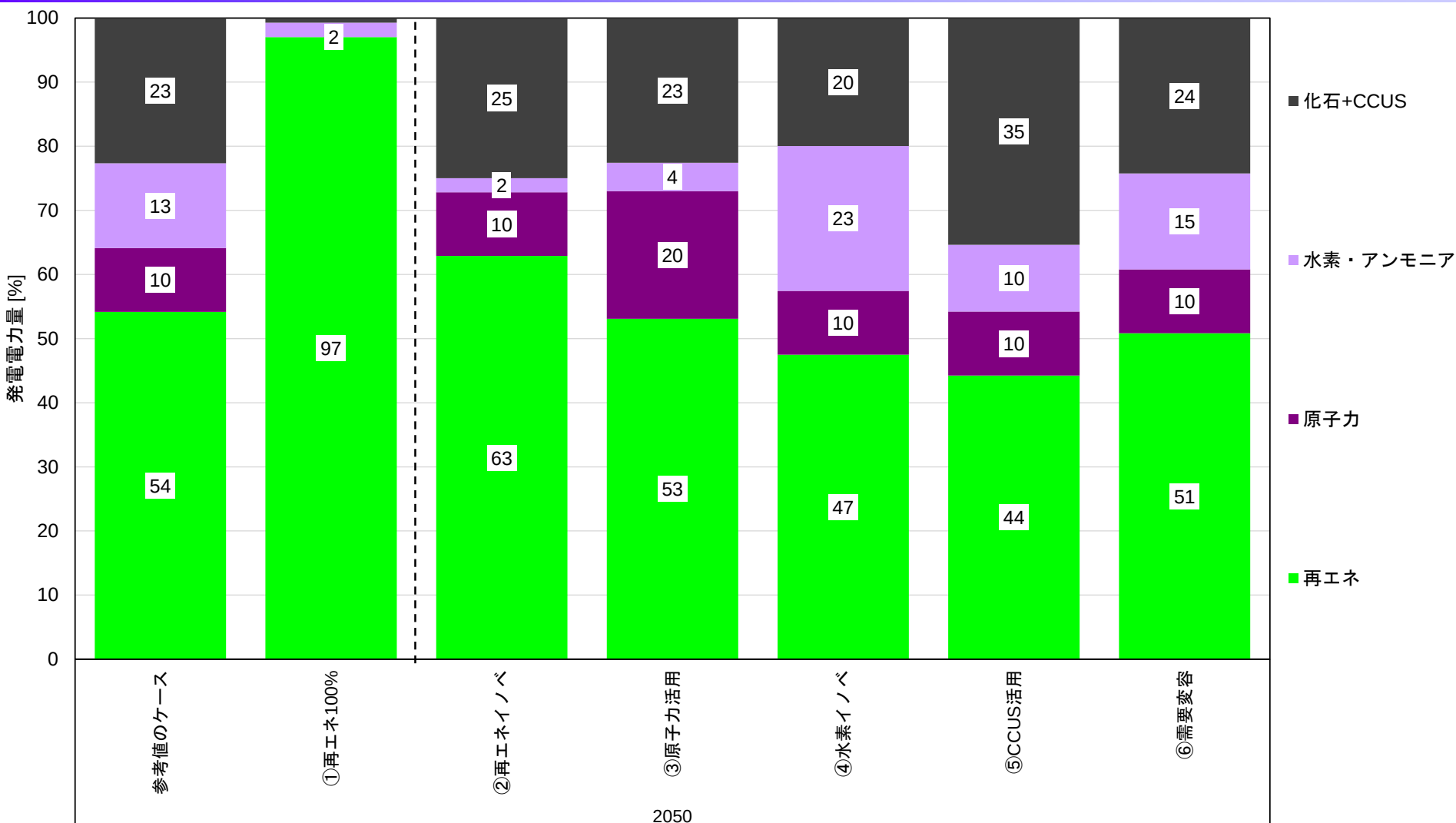
✓ ▲100%のいずれのシナリオにおいても、相当量の水素・アンモニア・合成燃料の輸入が見られる。

日本の発電電力量（2050年）



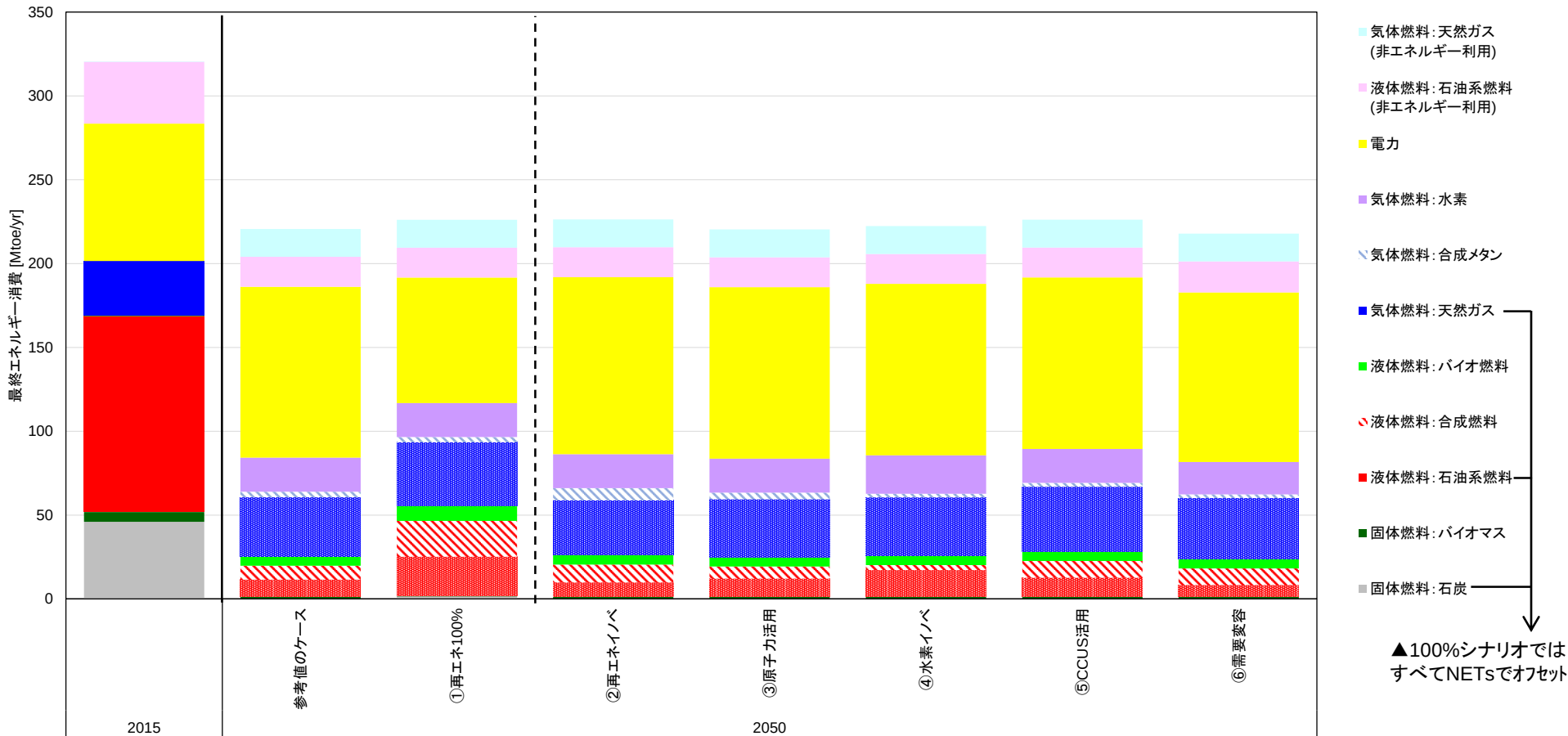
✓ 再エネ比率が参考値のケースから上昇すると、統合費用が上昇。特に「再エネ極大」では統合費用の急上昇により電力供給の限界費用が相当上昇するため、電力需要を大きく低減させる結果に。化石+CCSのかわりに、需給調整等のためBECCSが増大。

【参考】発電電力量シェア（2050年）



✓ 各シナリオで電源の想定を変更し、電源構成が参考値のケースから変わる際は、高価な電源の割合が減少する。今般の前提条件においては、概ね水素発電の量が減少する傾向にあるが、更なる価格低減や他電源の価格上昇を想定すれば、他の電源の量が減少することとなる。

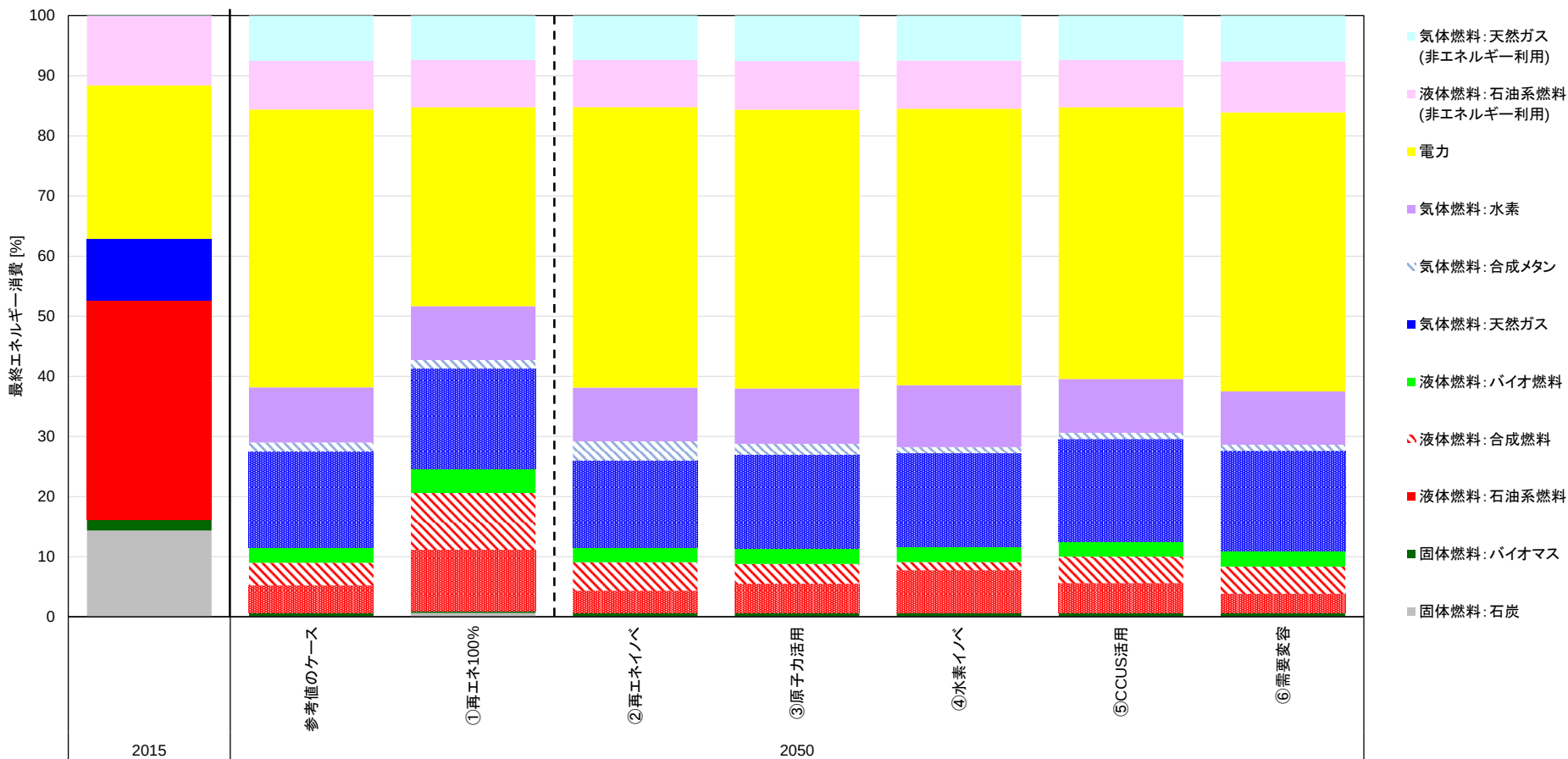
最終エネルギー消費量（2050年）



注) CCSなしの化石燃料は、負排出技術でオフセットされており、カーボンニュートラル化石燃料となっている。産業部門などでは石炭からガスへの転換が見られるが、電化が難しい部門もあり、ガスが残りやすい。

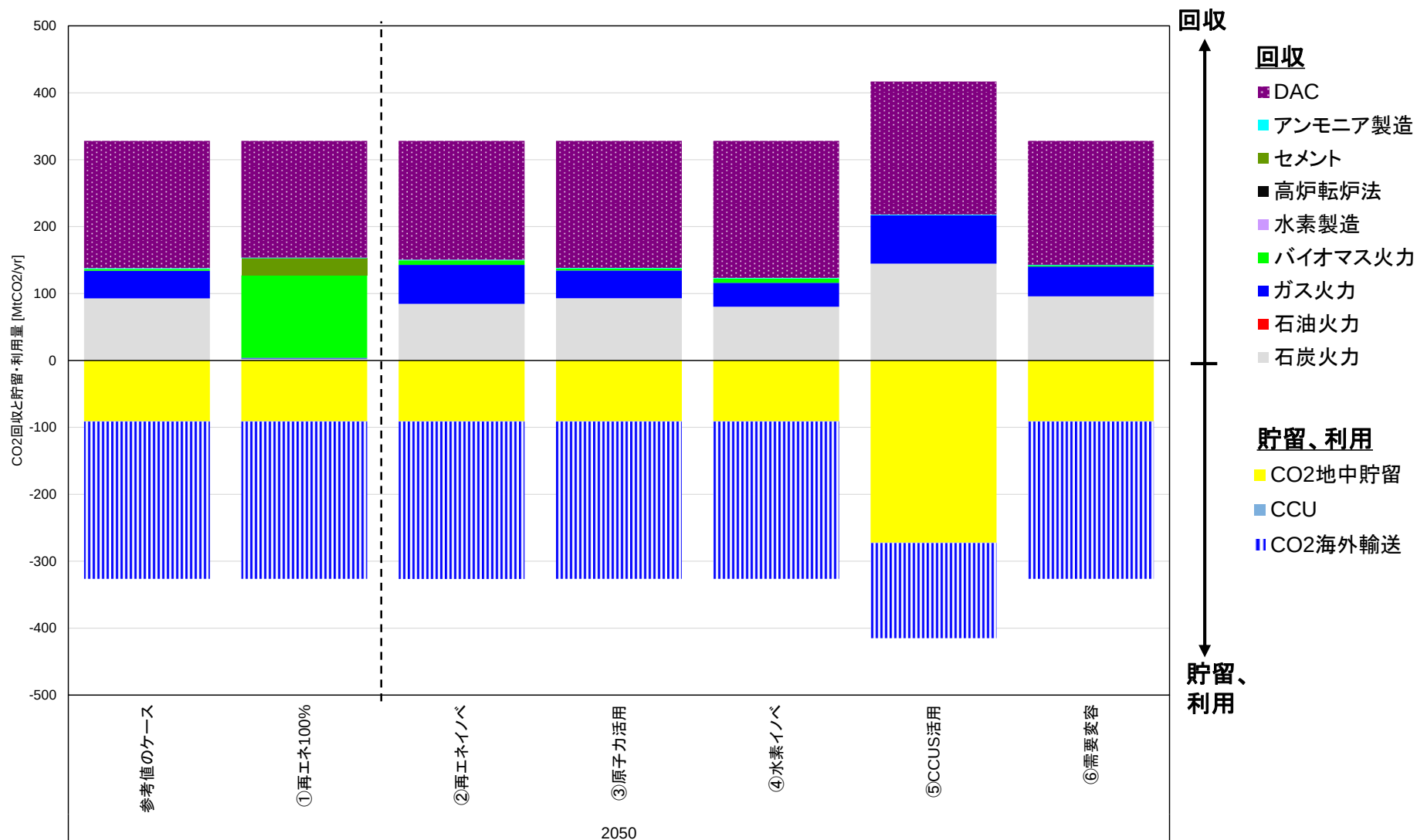
- ✓ 2050年▲100%ではいずれのシナリオでも相当大的な省エネルギーが見られる。
- ✓ 再エネ比率が参考値のケースから上昇すると、統合費用が上昇。特に「再エネ極大」では電力供給の限界費用が相当上昇するため、電力需要を大きく低減させる結果に。民生部門などで、電化が進みにくく、参考値のケース比で石油需要が上昇。

【参考】最終エネルギー消費量シェア（2050年）



- ✓ 電化率は再エネ極大ケースを除く全てのシナリオにおいて、足下の約2割から約4割へと大幅に上昇。
- ✓ 既存アセットを活用したDACCS付きの化石燃料であったり、合成燃料や合成メタンといったカーボンリサイクル燃料の活用が進む。

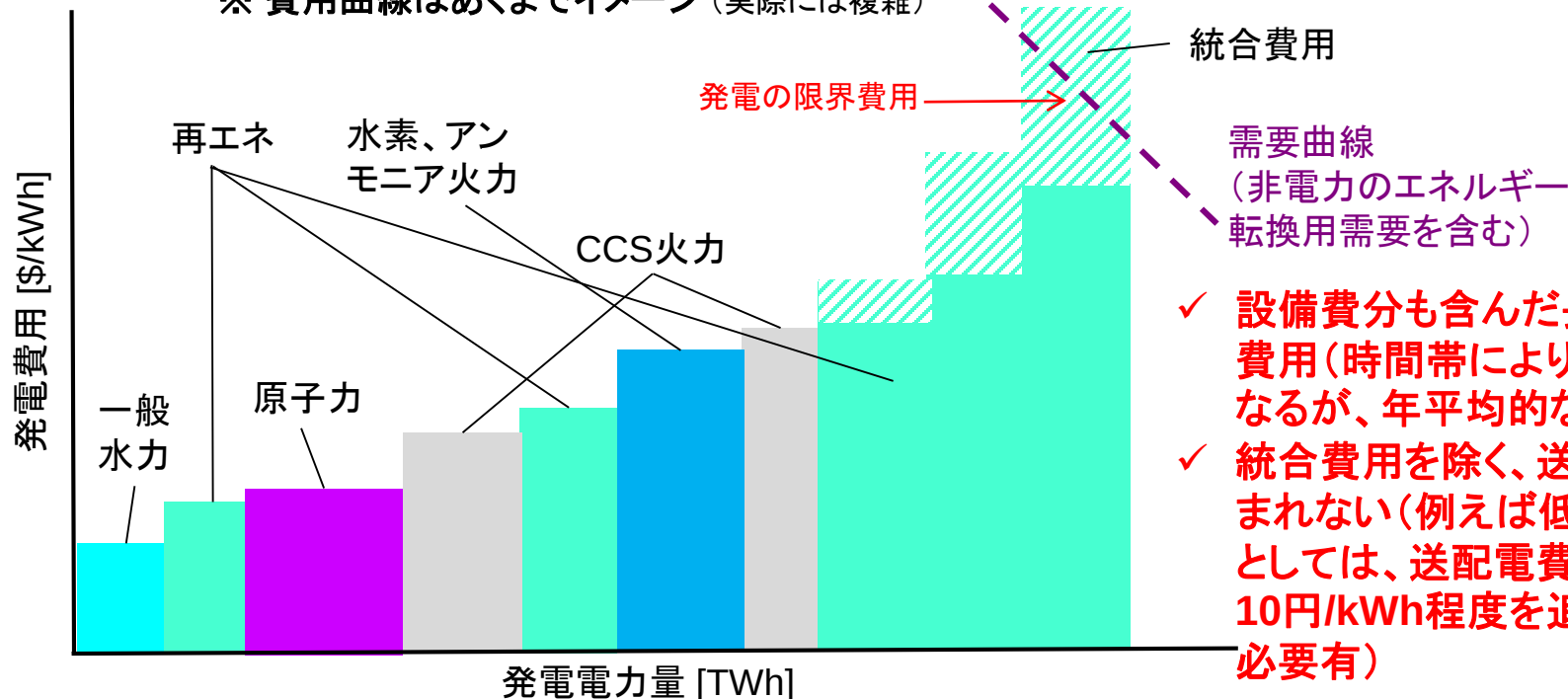
日本のCO₂バランス（2050年）



✓ 「再エネ極大」では、化石燃料発電+CCSは除かれるため、BECCSを利用

【参考】電力限界費用の解説

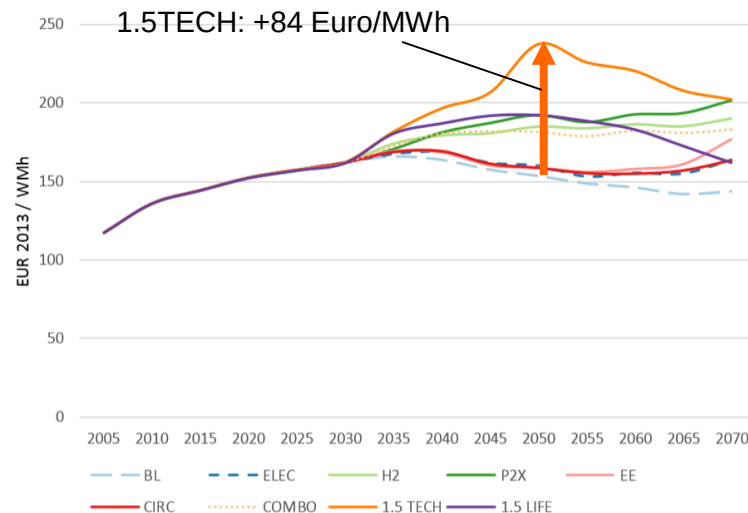
※ 費用曲線はあくまでイメージ（実際には複雑）



- ✓ 設備費分も含んだ長期の限界発電費用(時間帯により限界費用は異なるが、年平均的な費用に相当)
- ✓ 統合費用を除く、送配電費用は含まれない(例えば低圧の小売価格としては、送配電費用(託送料金) 10円/kWh程度を追加して考える必要有)

※一般水力、原子力、CCSは、限界費用に合致する前に、量の制約にかかっている。

【参考】EUのシナリオにおける電力の小売価格変化
(価格上昇分が比較評価しやすい)



まとめ（暫定）

- ◆ 今回のシナリオ分析における、技術の導入量やコストの前提条件には、日本における自然的・社会的制約を精緻に織り込めておらず、また、コストは国際機関による価格見通しなどを踏まえて想定したものである点に留意が必要。今後、より詳細なこれらの制約などを考慮した分析により、より実態に即した将来像を描くことが可能となる。
- ◆ このため、以下に整理された数値だけをもって、将来に向けた政策対応を判断するべきではなく、数字には表れない様々な制約などを常に考慮することが重要である。
- ◆ また、電力限界費用＝電力コスト（送電端における電力コストであり、小売りの電気料金には、これに10円/kWh程度の託送料金が上乗せされる。以下、「電力コスト」と表記。）は、足元2020年の試算値（13円/kWh程度）に比べ、参考値のケースであっても2倍程度に増加する。2050年カーボンニュートラルに向けては、こうしたコストの低減が産業競争力の観点からも必須となる。
- ◆ 参考値のケースでは、参考値の絵姿を描くために、電力部門以外における水素・アンモニアやCCUS必要量について、適地の確保やインフラ整備などのハードルを乗り越える前提で、相当量の水素・アンモニアの供給量やCO₂貯留を国内外で実現することを機械的に設定している。
- ◆ また、参考値のケースを含め、全てのケースで、非電力部門における水素還元製鉄やDACCSなどの炭素除去技術の利用を想定している（今回の分析におけるCCUSのCO₂貯留量は、非電力部門への対応量も含まれている。）。

	総発電 電力量	電源構成				結果からの示唆、 結果を実現するための課題
		再エネ	原子力	水素 アンモニア	CCUS 火力	
参考値のケース ※審議会で示された 2050年CNIに向けた 参考値の絵姿を描く ために、前提条件を 設定したケース	1.35 兆kWh	54% (7300)	10% (1400)	13% (1800)	23% (3100)	➤ いずれの電源も導入に向けて、技術的、自然的・社会的、経済的な課題を全て乗り越える必要。様々な課題を乗り越えられることを想定して設定するシナリオ。いずれの電源においても、この水準を達成することは容易ではない水準。 ➤ インプットとしての発電コストは、太陽光は10～17円、風力は11～20円、原子力は13円、水素・アンモニアは16～27円、CCUS火力は13～16円/kWhの水準を想定し、この場合の電力コスト（電力限界費用）は、24.9円/kWh（自然的・社会的制約を精緻に織り込めていない。）。また、CO ₂ の国内貯留は0.9億トン、海外輸送は2.3億トンを想定。
再エネ100%ケース ①	1.05 兆kWh	約100%	0%	0%	0%	➤ 外生的に再エネを約100%で設定した場合のシナリオ。インプットとしての電力コストは参考値のケースと同様の想定。 ➤ 電力コストは、システム統合費用が増加し、53.4円/kWh。他の安価な電力の選択肢が使えない結果、電力の使用量も減少する。 ➤ 更に、再エネ導入量は相当程度の自然的・社会的制約などの課題を乗り越える必要があり、現実的ではないのではないか。

※%は電源構成に占める割合、かつここ内は発電電力量（億kWh）

まとめ（暫定）

技術イノベーションなどにより、参考値のケースの前提条件を変更するケース
↓

	電源構成					結果からの示唆、 結果を実現するための課題
	総発電 電力量	再エネ	原子力	水素 アンモニア	CCUS 火力	
再エネの価格が飛躍的に低減するケース②	1.5 兆kWh	63% (9500)	10% (1500)	2% (300)	25% (3800)	- 参考値のケースの想定から、新型太陽光や発電効率が大幅に向上した風力発電などの開発・商用化などのイノベーションが実現し、太陽光6～10円、風力8～15円と大幅に低減することを想定。 - 参考値のケースに加えて、自然的・社会的を超えて導入が必要。 - 再エネのコストが水素を下回るため、水素よりも優先して導入されるシナリオであり、この場合の電力コストは、22.4円/kWh。
原子力の活用が進むケース③	1.35 兆kWh	53% (7200)	20% (2700)	4% (500)	23% (3100)	- 参考値のケースの想定から、原子力に対する国民理解などが進み、原子力発電所のリプレイス・新增設が行われることを前提に、原子力が2割を上限に電源構成を賄うことを想定したシナリオ。 - この場合の電力コストは、24.1円/kWhとなる。 - 仮に原子力の上限を5割に設定した場合の電力コストは、19.5円/kWhとなる。
水素・アンモニアの価格が飛躍的に低減するケース④	1.35 兆kWh	47% (6300)	10% (1400)	23% (3100)	20% (2700)	- 参考値のケースの想定から、更に水素製造（水電解、水素液化設備費）における技術イノベーションや民間投資の拡大などによる市場拡大により、水素コストの大幅な低減が実現し、水素の発電コスト13～21円/kWhとなることを想定。この場合の電力コストは、23.5円/kWhとなる。 - 水素供給インフラも参考値のケースで想定したものと同規模のインフラ整備が追加的に必要となる。
CCUSにおけるCO2貯留量が飛躍的に増大するケース⑤	1.35 兆kWh	44% (5900)	10% (1400)	10% (1400)	35% (4700)	- 参考値のケースの想定から、更に技術イノベーションなどにより、CO2の貯留量が大幅に拡大することを想定（国内2.7億トン、海外2.8億トン）。この場合の電力コストは、22.7円/kWhとなる。 - 参考値のケースで想定したものの3倍程度の国内貯留量を確保することが必要となる。
カーシェアリングにより需要が低減するケース⑥	1.35 兆kWh	51% (6900)	10% (1400)	15% (2000)	24% (3200)	- 完全自動運転が実現・普及し、カーシェア・ライドシェアが大幅に進展することを想定。 - その他についてはベースシナリオと同様の想定であり、この場合の電力コストは、24.6円/kWhとなる。

※%は電源構成に占める割合、かつこ内は発電電力量（億kWh）

※需要サイドの変化については、カーシェアリング以外の要素も踏まえた更なるシナリオ分析を継続する。

◆ 今回のシナリオ分析からは、以下の示唆が得られる。

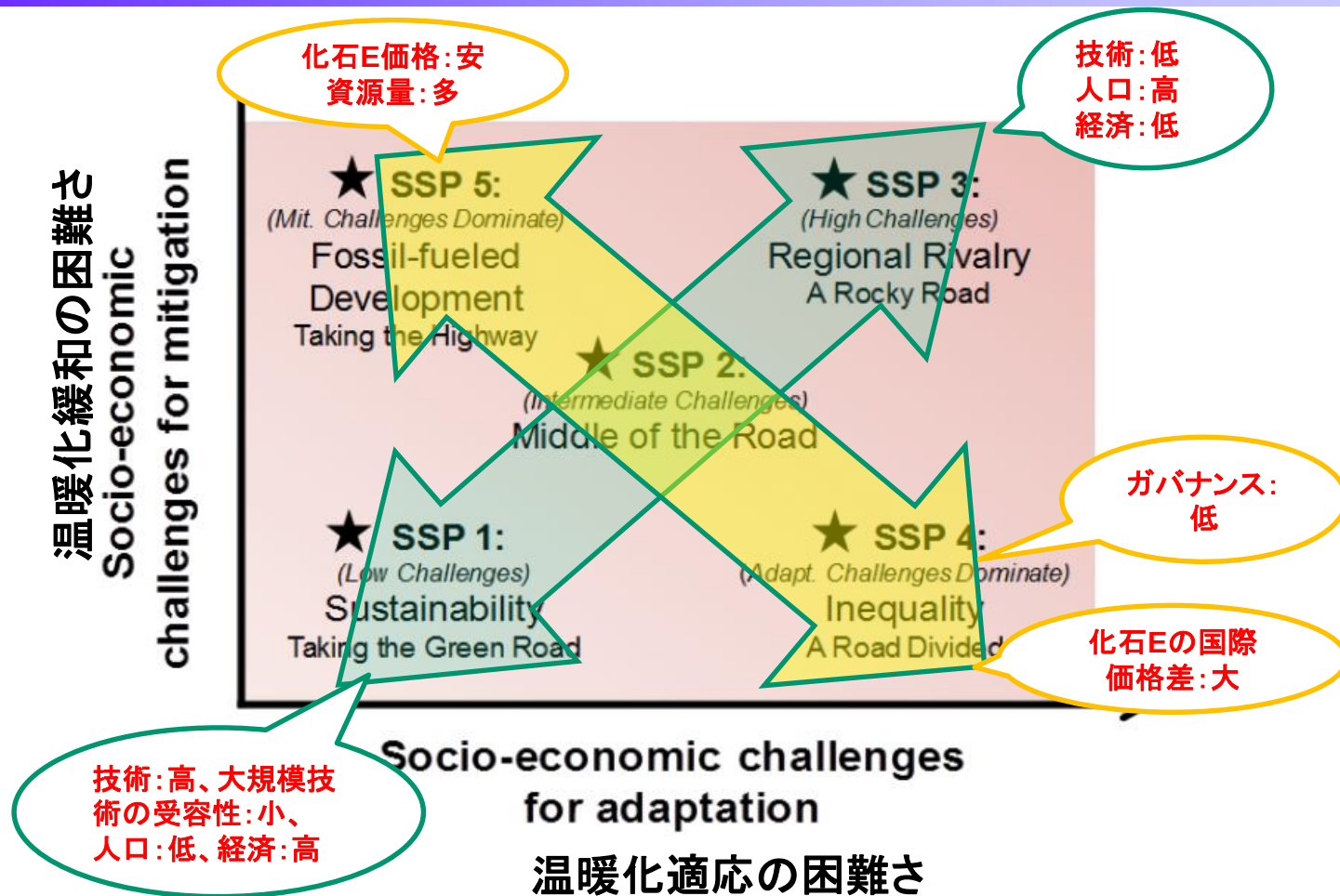
- ・ 非電力部門については、水素還元製鉄やDACCSなどの炭素除去技術やカーボンリサイクル技術は必要不可欠な技術であり、こうした技術を実装できない限りは、カーボンニュートラル社会は達成することは極めて困難。
- ・ 非電力部門における技術的な困難さを踏まえれば、2050年カーボンニュートラルに向けては確立した脱炭素技術のある電力部門の脱炭素化は大前提となる。その上で、電源ごとに様々な課題・制約がある中で、参考値を実現するためにこれらの課題・制約を乗り越える前提条件を設定し参考値のケースを設定。課題・制約の克服には相当の困難が伴う上に、電力コストも現状の2倍以上に上昇する見込みであり、これらの課題を克服していく必要がある。
- ・ また、導入するにつれて発電コストやシステム統合コストが上昇するような再エネ電源について、モデル分析上の想定として外生的に、更に導入量を増加させることは可能であるが、実際には、自然条件や社会制約の結果、極端にそのような電源への依存度を高めることは困難であり、また、仮に、再エネ100%とした場合には、大幅にコストが上昇する(ケース①)ことが明らかとなり、再エネ100%のシナリオは現実的とは言えないのではないか。
- ・ 技術イノベーションなどが進展する4つのケース(ケース②、③、④、⑤)を比較すると、それぞれの脱炭素電源毎に、技術イノベーション、コスト低減、国民理解の促進、導入制約の緩和などにより課題が克服され、更に導入が拡大すれば、2050年カーボンニュートラルに向けた筋道が複数描け、カーボンニュートラルの実現可能性が高まることが明らかになったが、こうした課題の克服には不確実性が大きい。

⇒以上を踏まえれば、将来にわたってカーボンニュートラルを確かなものにするためには、様々な技術イノベーションの実現が不可欠であり、イノベーションの不確実性を踏まえれば、特に、電源部門のように確実な脱炭素化が求められる分野においては、再エネ、原子力などの確立した脱炭素技術を実際に利用していくことが重要である。更に、これらの脱炭素技術を継続的に利用可能とするよう、政策の選択肢を狭めることなく、幅広く政策対応を行うことが求められる。

⇒また、どの分野のイノベーションが実現するか現時点で見通すことは困難であることを踏まえれば、特定の分野に偏ることなく、水素・アンモニア、CCUSなどあらゆる分野のイノベーションの実用化に向けた政策対応を行うことが求められる。

付録

5種類のSSPシナリオの概要



- IPCCの招請を受けて、気候変動問題に対する国際研究コミュニティにおいて、社会経済シナリオの不確実性を考慮しつつ、気候変動緩和、影響・適応について統合的な分析・評価を行い、科学的な知見集約を行うことを目的に、SSP (Shared Socio-economic Pathways; 共有社会経済パス)の作成、およびそれに基づく統合評価モデルによる定量的な分析が進んでいる。
- RITEでは、DNE21+を用いて、複数のSSPsの下でのエネルギー・温暖化対策の評価を実施しているが、今回の分析では時間制約もあり、SSP2ベースのシナリオのみについて分析

社会経済シナリオの想定(概略)

IPCCの招請を受けて、共有社会経済経路(SSPs: Shared Socioeconomic Pathways)を策定中(SSP1~5の5種類のシナリオ)。RITEでもSSPsのストーリーラインに沿った定量的なシナリオを策定している。本分析では、その内、**中位的なSSP2の社会経済シナリオを想定**し分析。

【世界】

	2030年	2050年	2100年
人口(億人)	83.6 (81.4-85.9)	92.1 (86.1-100.5)	93.1 (70.0-127.3)
GDP(%/年)	2.7 (2.4-3.1) [2010年~]	2.2 (1.3-2.8) [2030年~]	1.4 (0.6-2.2) [2050年~]
粗鋼生産量(億トン)	19.6 (18.8-20.0)	21.3 (19.3-22.7)	22.9 (14.7-26.5)
セメント生産量(億トン)	41.6 (39.0-43.0)	44.0 (38.5-46.6)	44.7 (29.4-59.1)
道路部門の旅客輸送需要 (兆p-km)	30.2 (31.2-37.3)	60.0 (56.8-74.2)	83.3 (66.8-88.8)

【日本】

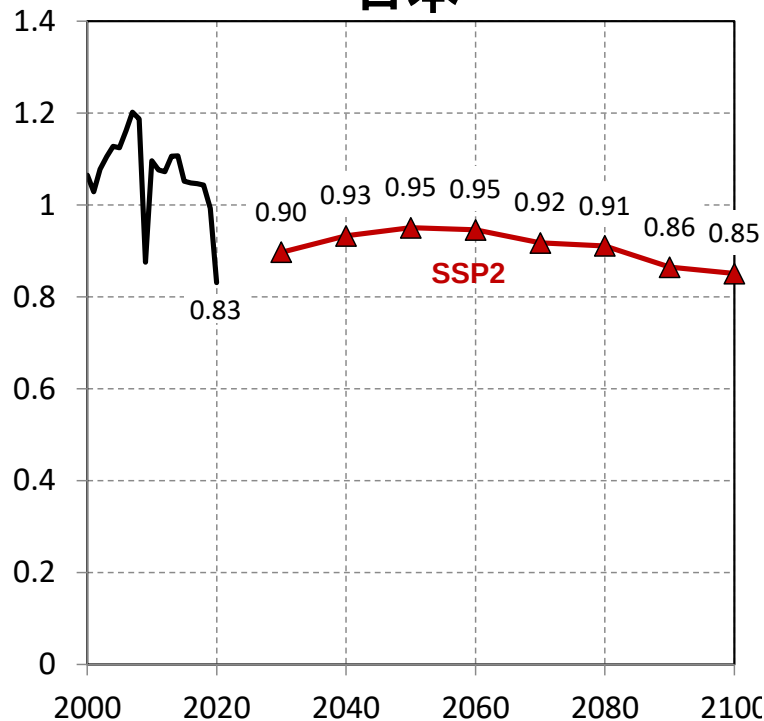
	2030年	2050年	2100年
人口(億人)	1.18 (1.16-1.26)	1.02 (0.96-1.22)	0.84 (0.47-1.05)
GDP(%/年)	1.6 (1.3-1.9) [2010年~]	0.4 (-0.1-1.2) [2030年~]	0.4 (-0.9-1.5) [2050年~]
粗鋼生産量(億トン)	0.90 (0.81-0.97)	0.95 (0.73-1.11)	0.85 (0.45-0.90)
セメント生産量(億トン)	0.54 (0.50-0.68)	0.44 (0.31-0.75)	0.40 (0.23-0.65)
道路部門の旅客輸送需要 (兆p-km)	0.77 (0.69-0.85)	0.64 (0.61-0.82)	0.61 (0.51-0.70)

注) 括弧内は、SSP1~5までのシナリオの幅。なお、エネルギー需要や発電電力量はモデルで内生的に計算される。

世界および日本の粗鋼生産シナリオ

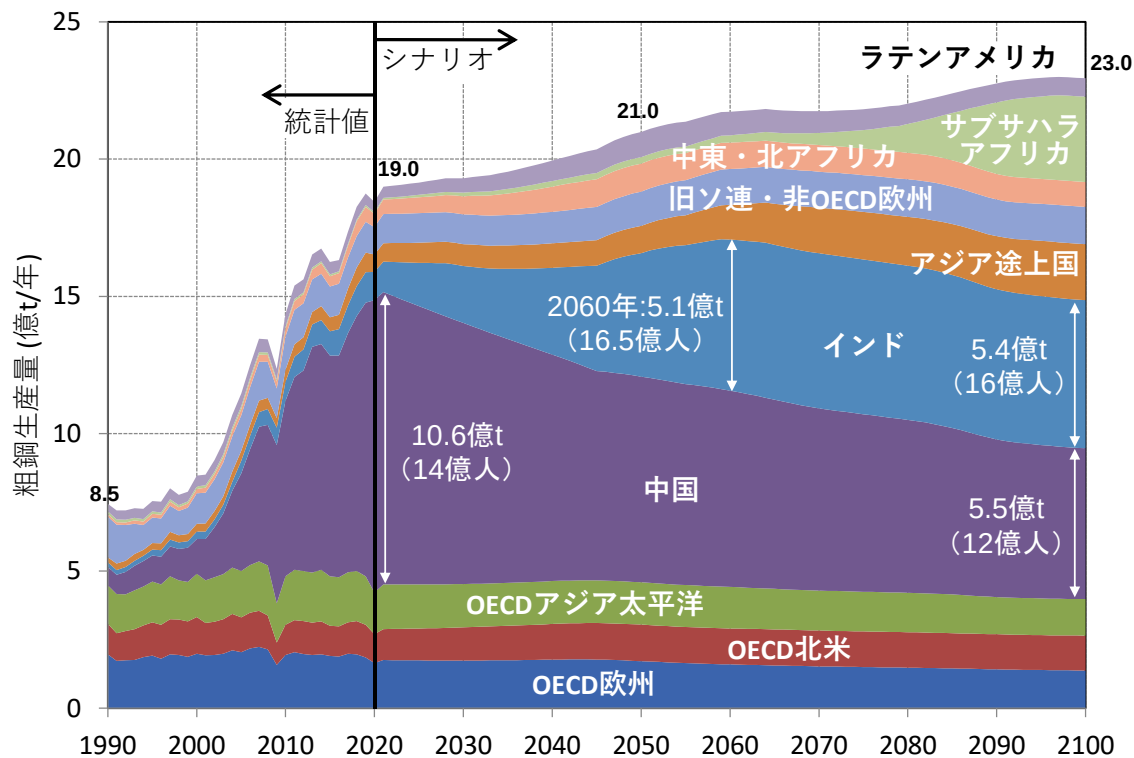
(億t粗鋼/y)

日本

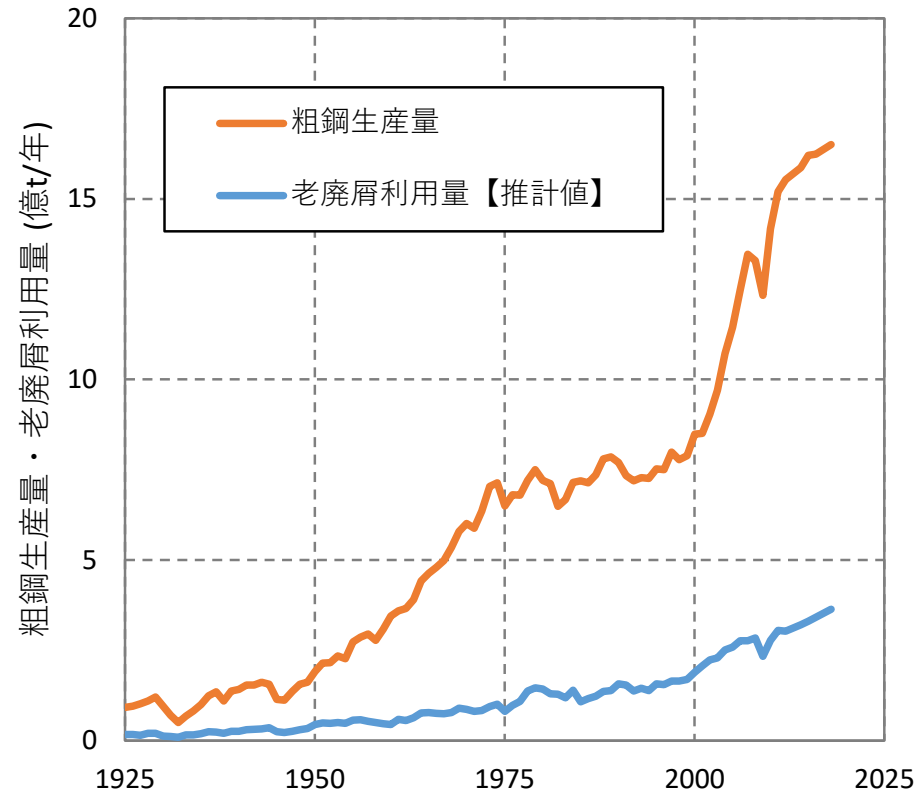


SSP2ベースのシナリオ

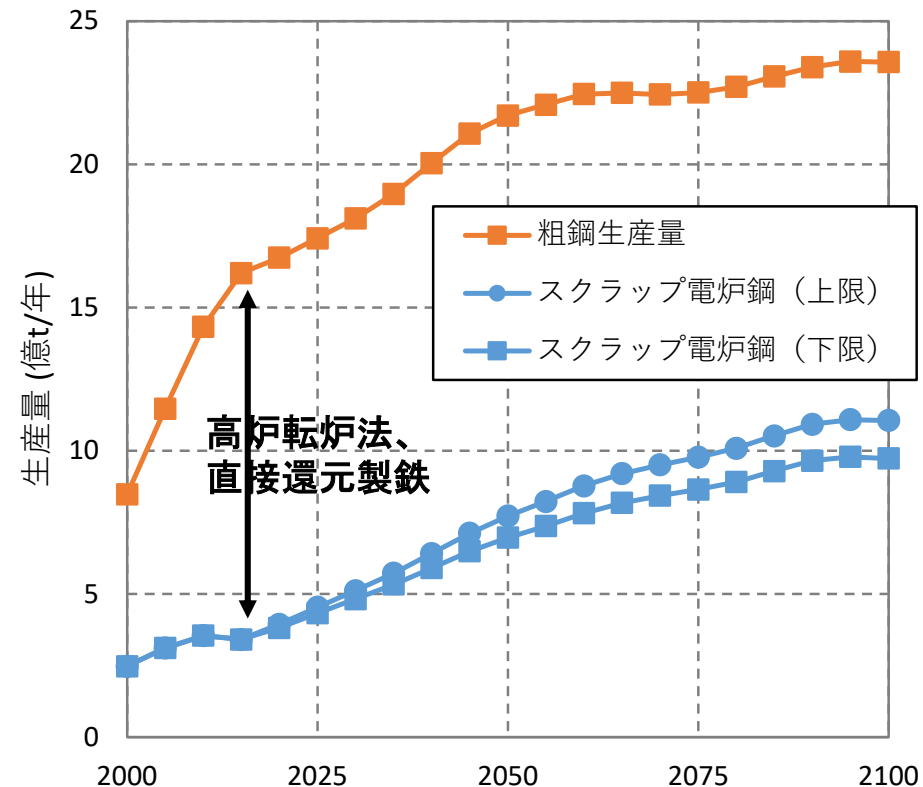
世界



過去の老廃屑利用量【推計値】



将来のスクラップ電炉鋼【シナリオ想定】



SSP2ベースのシナリオ

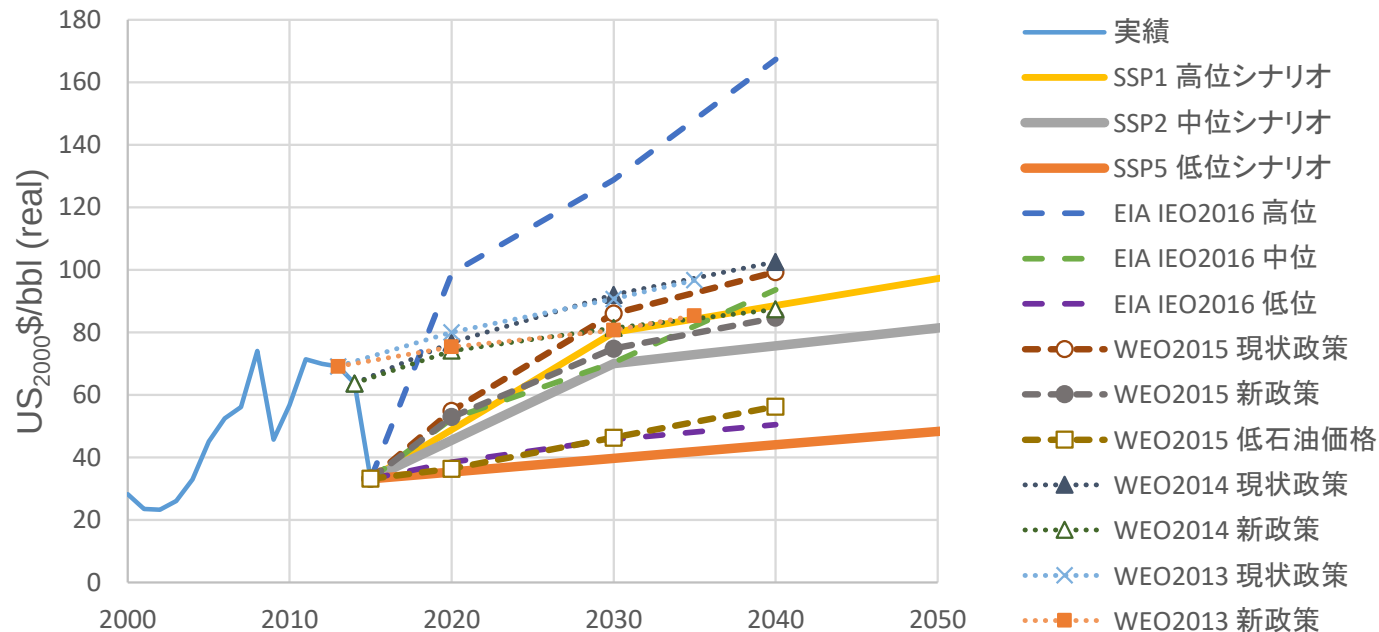
補足)スクラップ電炉鋼の主要鉄源となる「老廃屑」は、過去、ゆるやかに上昇。

将来においても、鉄鋼蓄積量の増大を受け、老廃屑利用量はゆるやかに上昇する見込み。

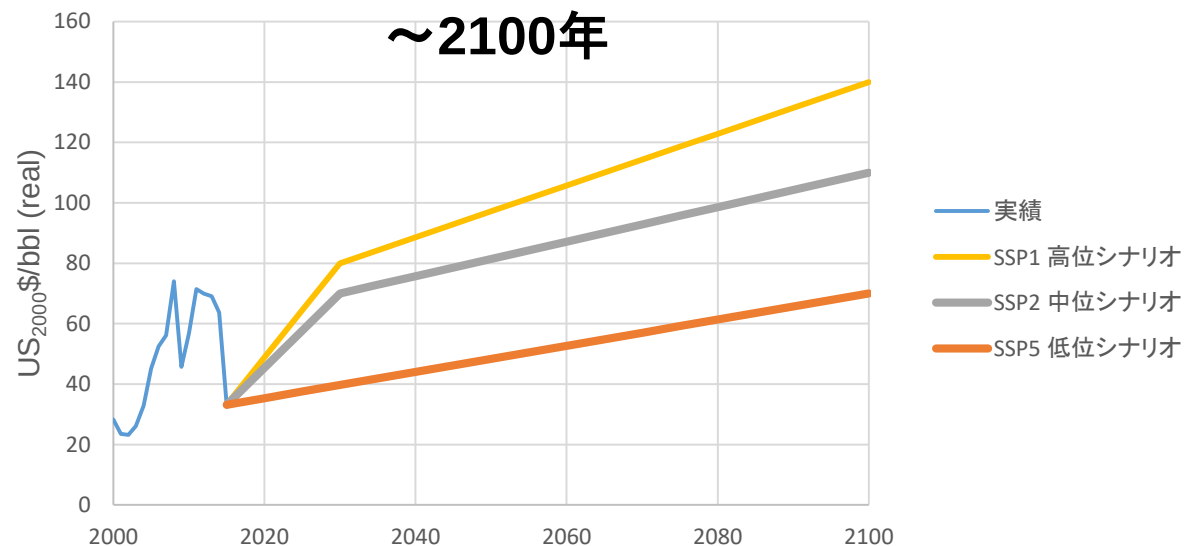
なお、将来のスクラップ電炉鋼生産量について若干ながら幅を持たせた。

注)電炉の拡大は、低炭素化、脱炭素化の一つの方策であるが、鉄の質の問題も存在するが、老廃屑鉄の利用可能量の制約が大きいことに注意が必要。鉄鋼の脱炭素化のためには、直接水素還元製鉄のような新規の技術が必要

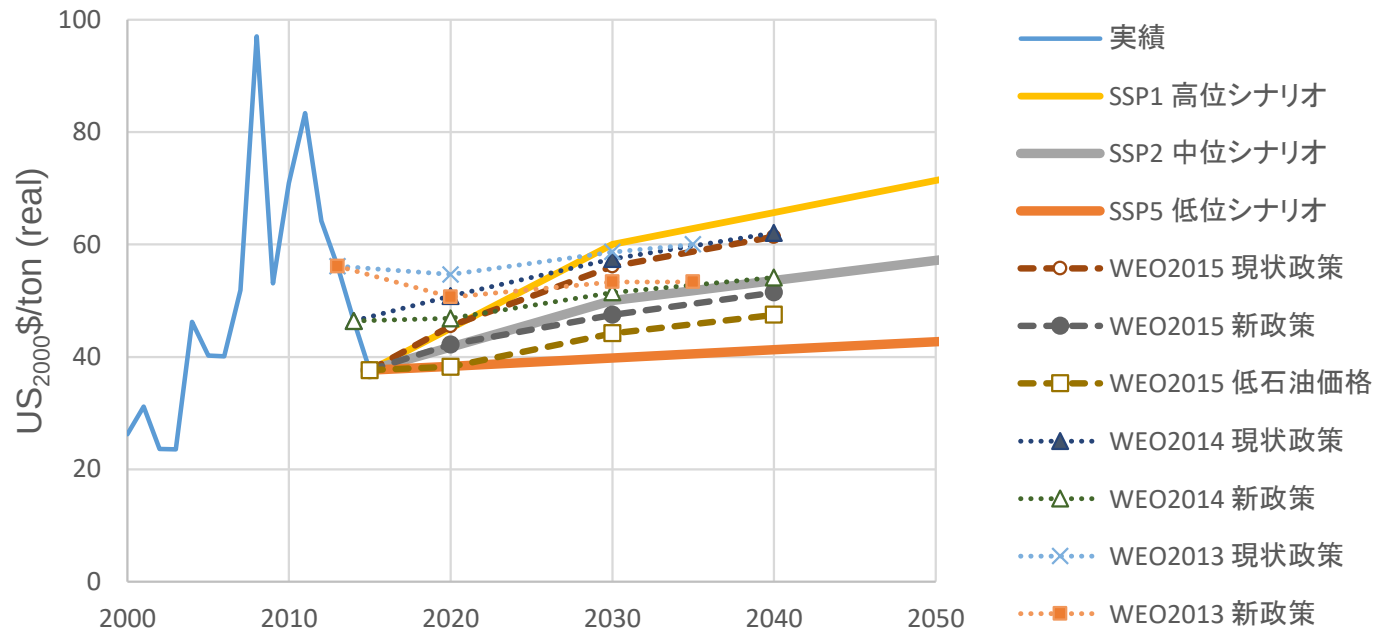
化石燃料価格シナリオ（石油）



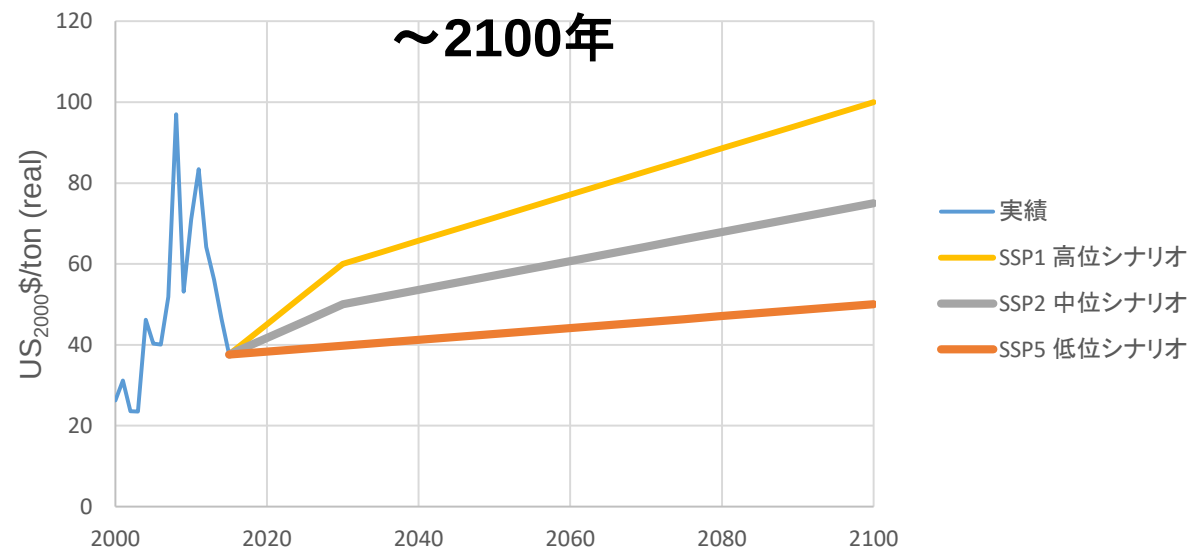
～2050年
他文献との比較



化石燃料価格シナリオ（石炭）

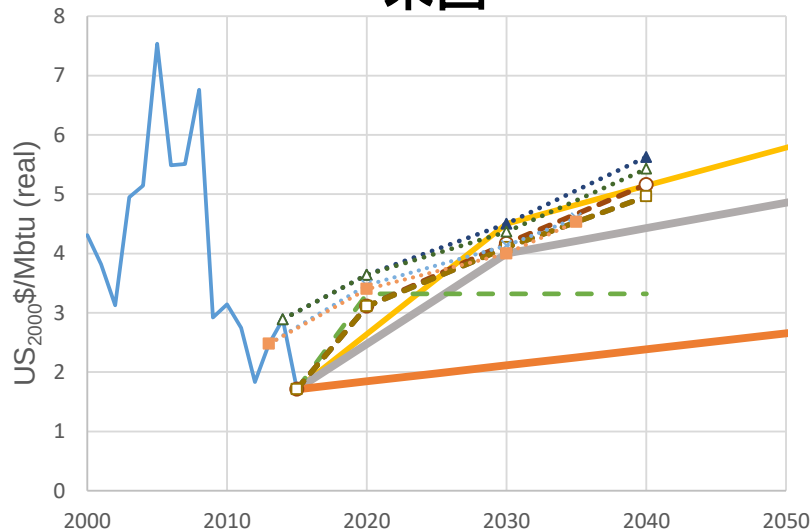


～2050年
他文献との比較

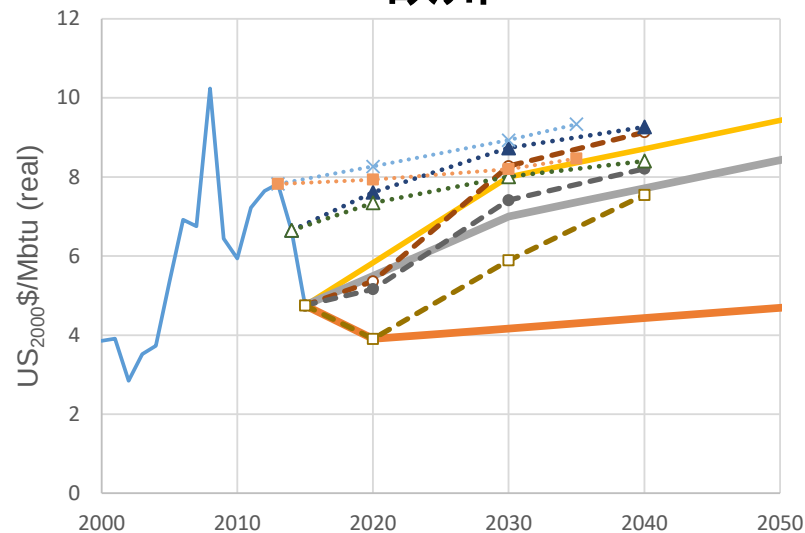


化石燃料価格シナリオ（ガス）

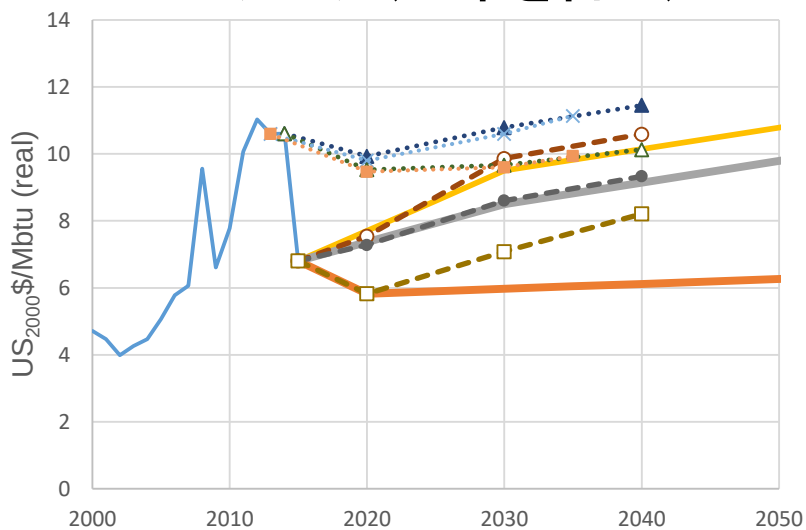
米国



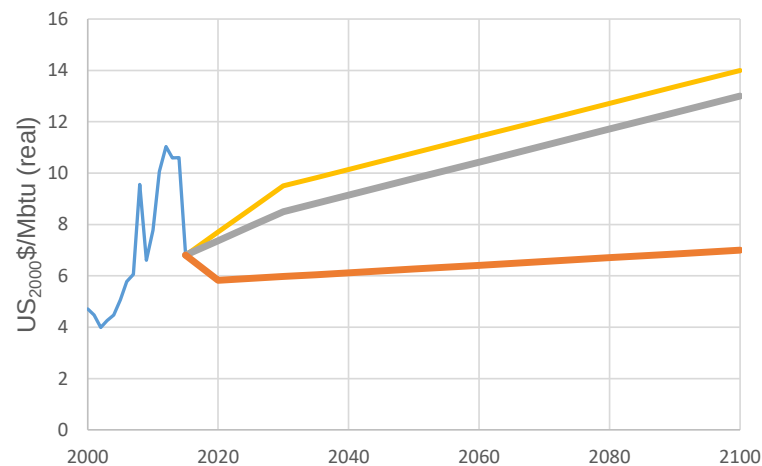
欧州



アジア（日本を含む）



アジア（日本を含む）；～2100年



- 実績
- SSP1 高位シナリオ
- SSP2 中位シナリオ
- SSP5 低位シナリオ
- WEO2015 現状政策
- WEO2015 新政策
- WEO2015 低石油価格
- ▲— WEO2014 現状政策
- △— WEO2014 新政策
- ×— WEO2013 現状政策
- WEO2013 新政策

コストのモデル化

【各種積み上げ技術の費用】

$[\text{設備費}] \div [\text{投資回収判断年数}] + [\text{運転・メンテナンス費}] + [\text{年間燃料費}]$

注1) [運転・メンテナンス費]は設備費に対するある係数(設備により1~8%/yr程度)として、
 $[\text{年経費率}] \equiv 1 \div [\text{投資回収判断年数}] + [\text{対設備費の運転・メンテナンス費の比率}]$
 とし[年経費率]を各技術において想定している。

なお、[投資回収判断年数]

$$= 1 \div ([\text{主観的割引率}] \div (1 - (1 + [\text{主観的割引率}])^{\text{機器寿命}}))$$

注2) 燃料費はモデル内で内生的に計算される。

【トップダウンモデル化部分の費用(消費効用の損失)】

技術積み上げの対象外となっているその他諸々のエネルギー消費については、最終エネルギー価格と省エネルギー量の関係を長期価格弾性値(電力:-0.3、非電力:-0.4)で表現。積分値が消費効用の損失と定義でき、それを技術積み上げ以外の排出削減費用としている。

発電設備費の想定

			2000年価格設備費 [US\$/kW]	2018年価格設備費 [US\$/kW]
石炭発電	低効率(在来型(亜臨界)、現在の途上国での利用)		1000	1458
	中効率(主に現在の先進国での利用(超臨界)～将来、複合発電化(IGCC)を含む)		1500	2187
	高効率(現在先進国で利用～将来、複合発電化(IGCC、IGFC))		1700	2479
石炭・バイオマス混焼	(中、高効率石炭発電への追加費用)	バイオマス混焼率:～5%	+85	+124
		バイオマス混焼率:～30%	+680	+992
石炭・アンモニア混焼	(中、高効率石炭発電への追加費用)	アンモニア混焼率:～20%	+264－+132	+385－+193
		アンモニア混焼率:～60%	+271－+135	+395－+197
石油発電	低効率(ディーゼル発電等)		250	365
	中効率(亜臨界)		650	948
	高効率(超臨界)		1100	1604
	CHP		700	1021
天然ガス発電	低効率(蒸気タービン)		300	437
	中効率(複合発電)		650	948
	高効率(高温型複合発電)		1100	1604
	CHP		700	1021
天然ガス・水素混焼	(中、高効率天然ガス発電への追加費用)	水素混焼率:～20%	+55	+80
バイオマス発電 (専焼)	低効率(蒸気タービン)		2720–2400	3967–3500
	高効率(複合発電)		3740–3030	5454–4419
原子力発電			2743	4000
CO ₂ 回収付IGCC/IGFC			2800–2050	4083–2989
天然ガス酸素燃焼発電			1900–1400	2771–2042
水素発電(FC/GT)			1160	1692
アンモニア発電(専焼)			3040–1444	4433–2106
電力貯蔵(揚水発電等)			1000	1458

注1) DNE21+モデルでは基準年としている2000年価格で想定。表示の2018年価格は米国のGDPデフレーターを用いて換算して表記したもの。

注2) 設備費は表中に示す範囲において時点の経過と共に低減するように想定している。

注3) 本数値は米国の想定値であり、国・地域によってロケーションファクターを乗じており若干の差異がある(日本は最大+3%)。再エネは別途想定(p.24-28)

各種火力発電の発電効率の技術進展の想定

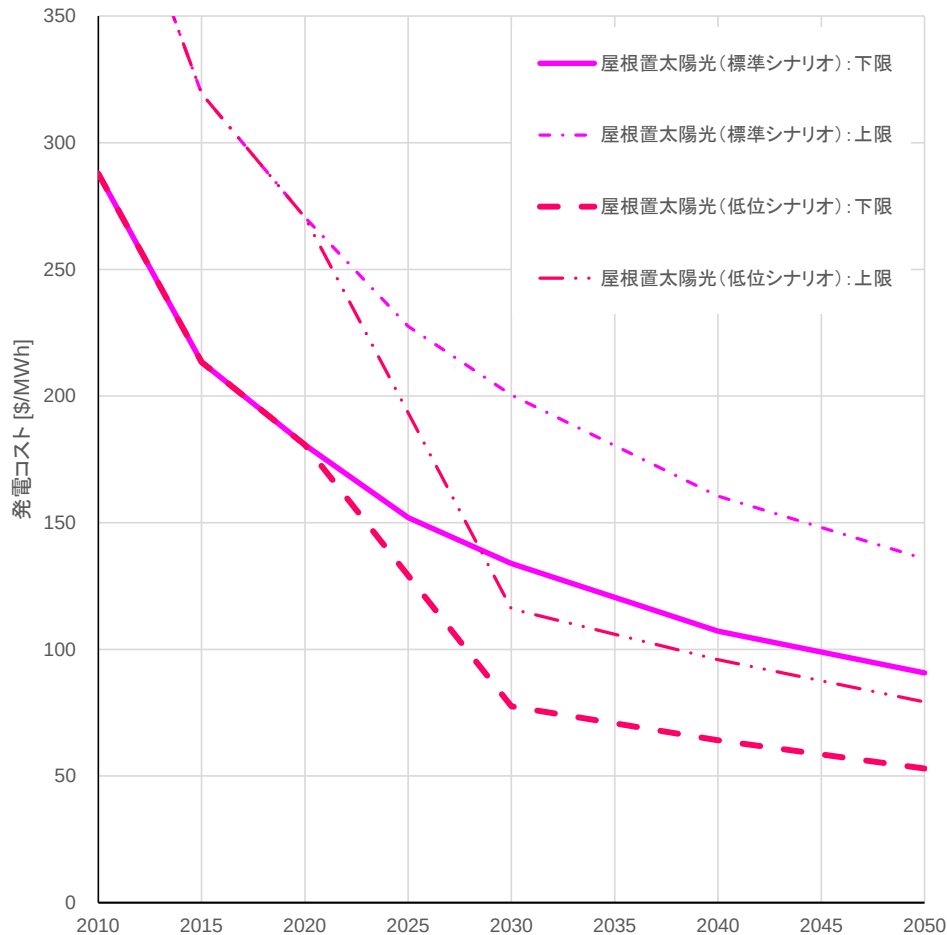
発電効率(%LHV)

		2010	2020	2030	2050
石炭 火力	低効率(在来型(亜臨界)、現在の途上国での利用)	23.0	24.0	25.0	27.0
	中効率(主に現在の先進国での利用(超臨界)～将来、複合発電化(IGCC)を含む)	37.8	39.6	41.4	45.0
	高効率(現在先進国で利用～将来複合発電化(IGCC、IGFC))	44.0	46.0	48.0	58.0
	CO ₂ 回収付IGCC/IGFC	34.0	35.5	38.5	50.3
石油 火力	低効率(ディーゼル発電等)	23.0	24.0	25.0	27.0
	中効率(亜臨界)	38.6	40.2	41.8	45.0
	高効率(超臨界)	52.0	54.0	56.0	60.0
	CHP*1	39.0	41.0	43.0	47.0
ガス 火力	低効率(蒸気タービン)	27.2	28.4	29.6	32.0
	中効率(複合発電)	39.8	41.6	43.4	47.0
	高効率(高温型複合発電)	54.0	56.0	58.0	62.0
	CHP*1	40.0	42.0	44.0	48.0
	天然ガス酸素燃焼発電	40.7	41.7	43.7	48.7
バイオ マス	低効率(蒸気タービン)	22.0	22.5	23.5	25.5
	高効率(複合発電)	38.0	40.0	42.0	46.0
水素発電(GT/FC)		54.0	56.0	58.0	62.0

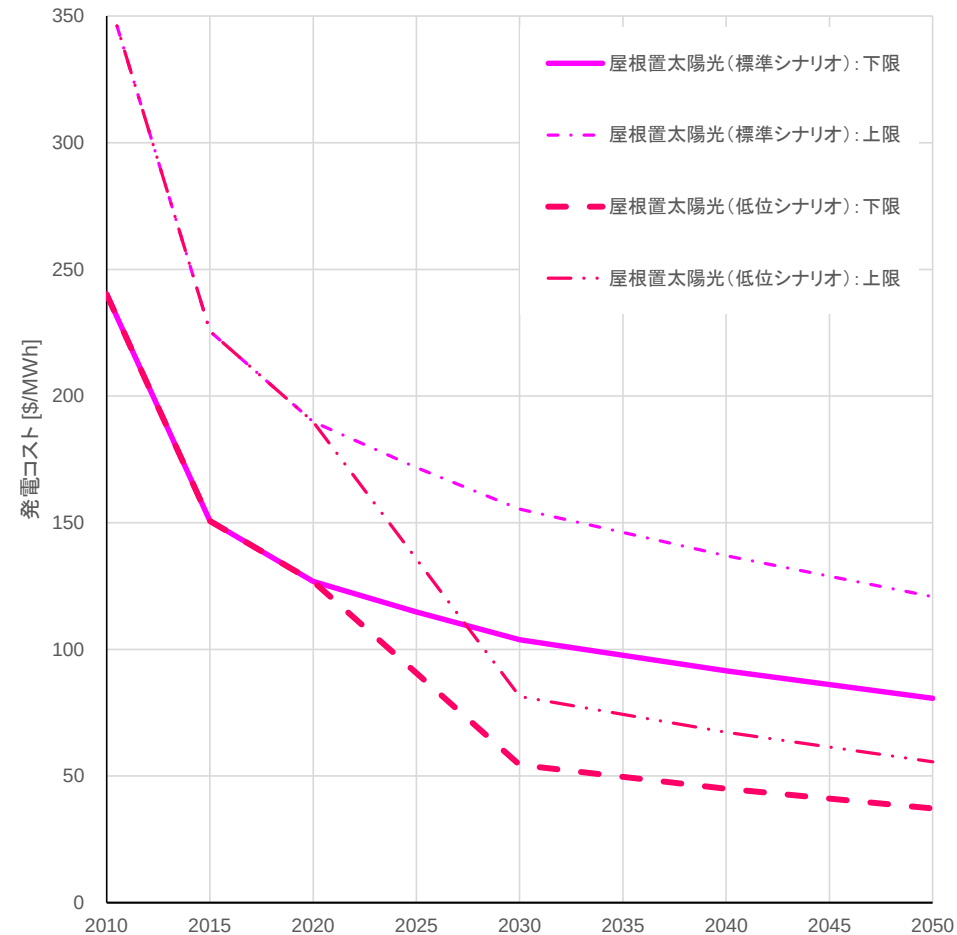
*1 排熱回収効率はエネルギー需給バランスを考慮して想定することとし、地域によって5～20%の範囲で想定

日本の屋根置太陽光発電コストの想定：時系列

ストック

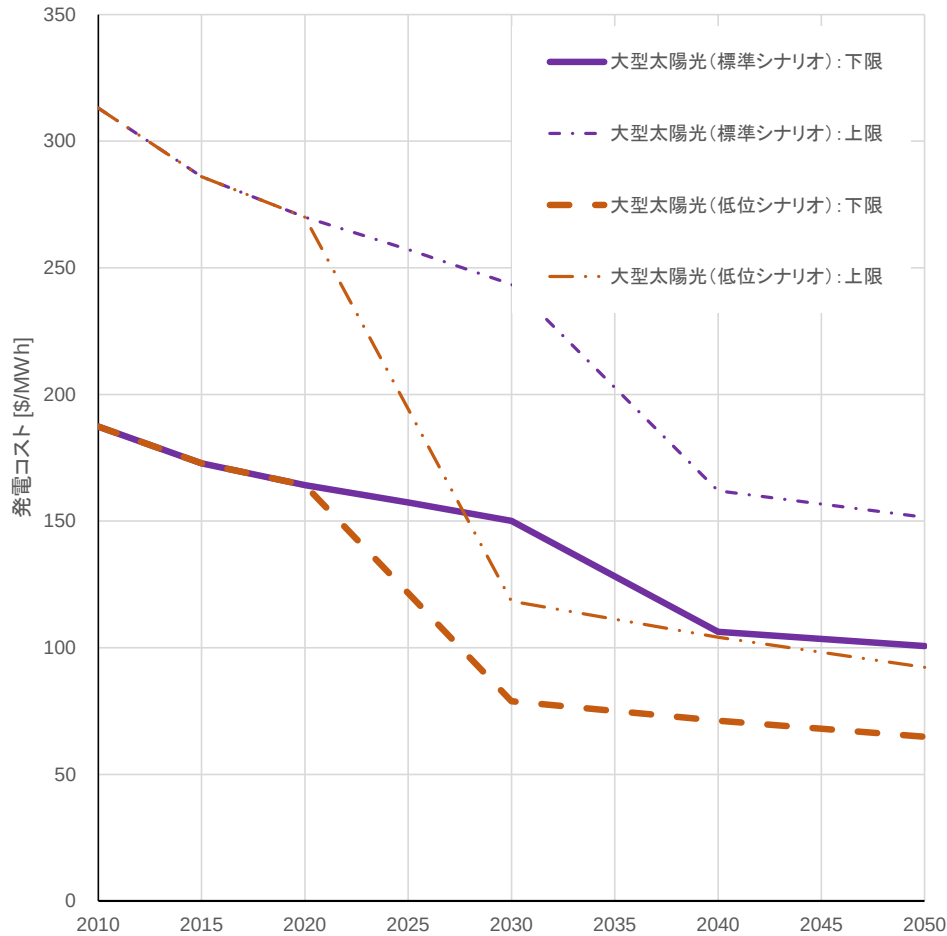


フロー

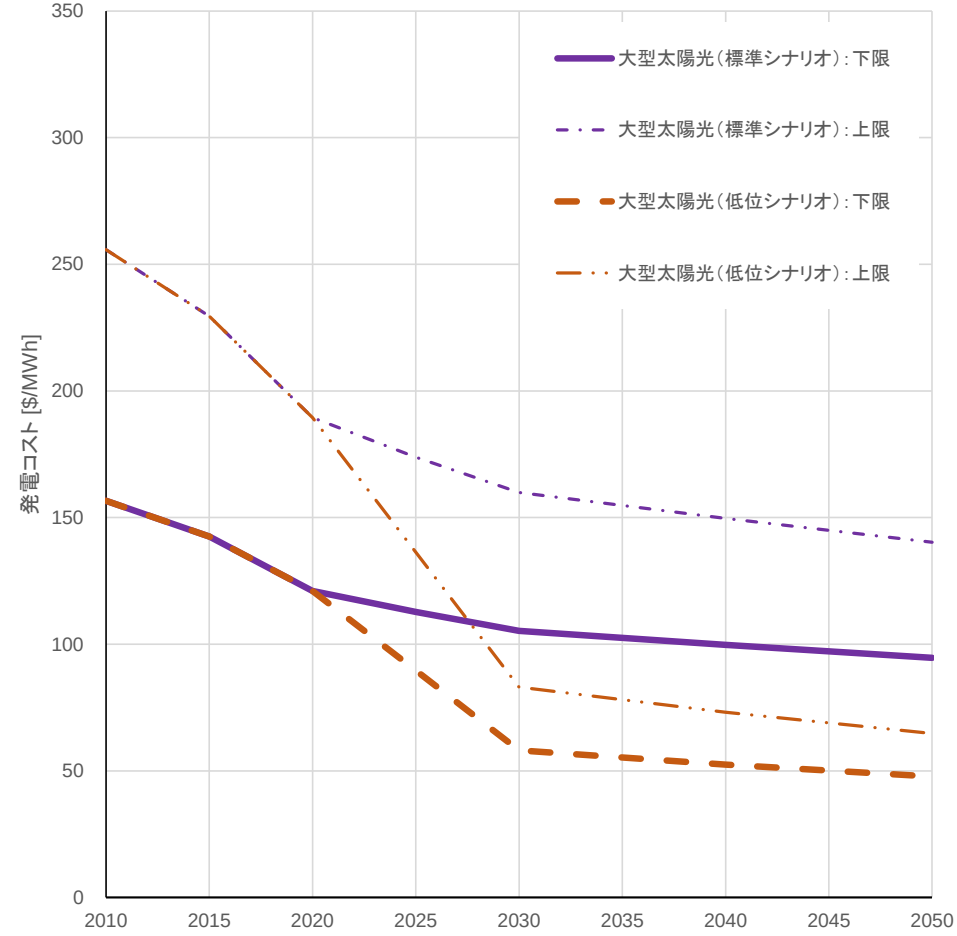


日本の大型太陽光発電コストの想定：時系列

ストック

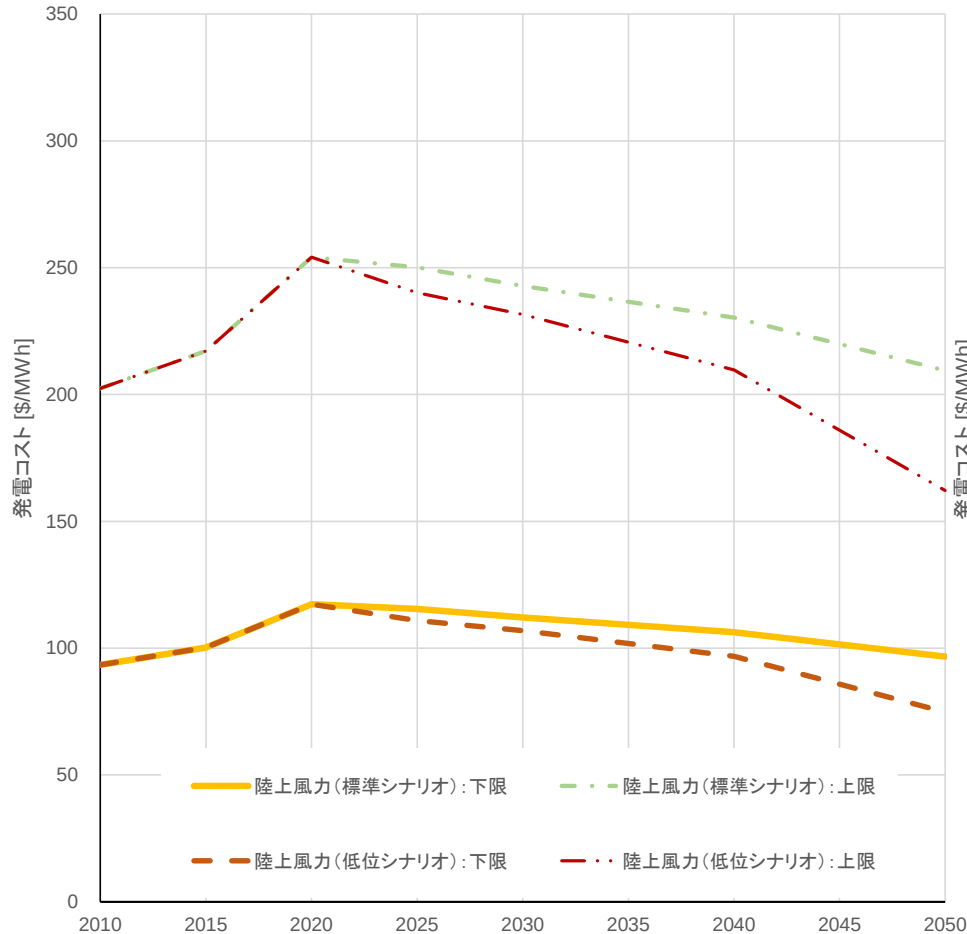


フロー

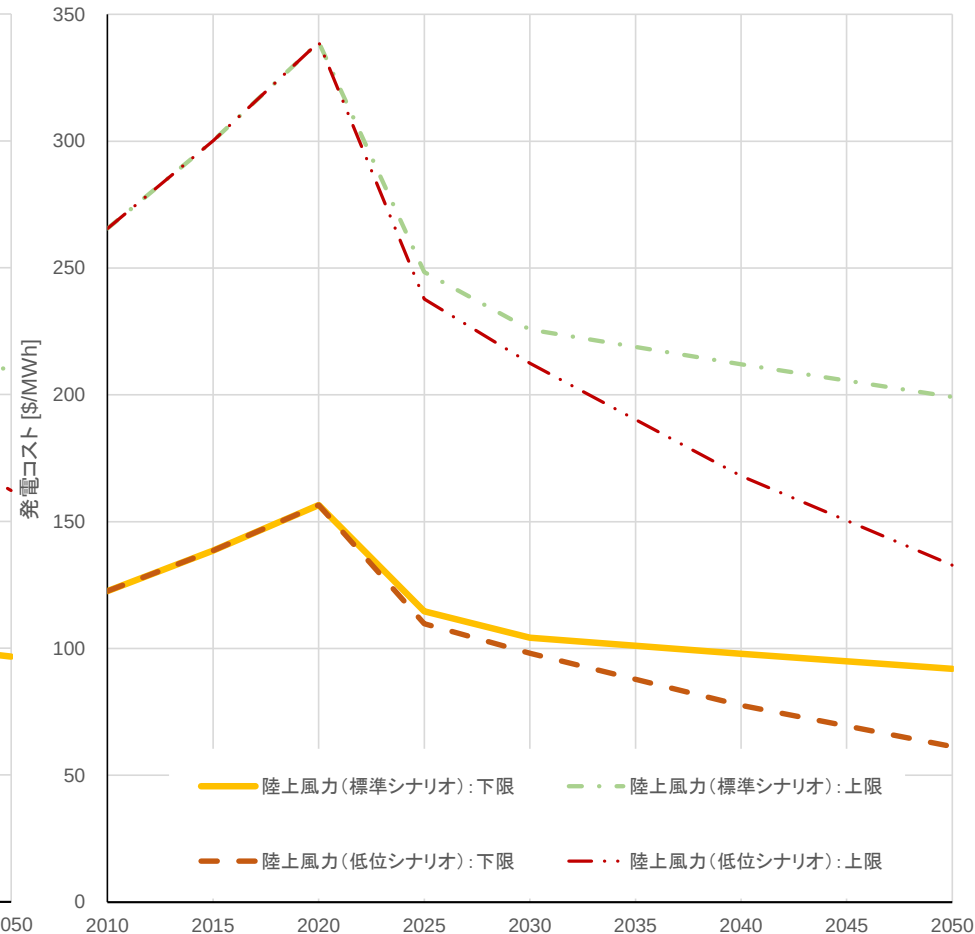


日本の陸上風力発電コストの想定：時系列

ストック

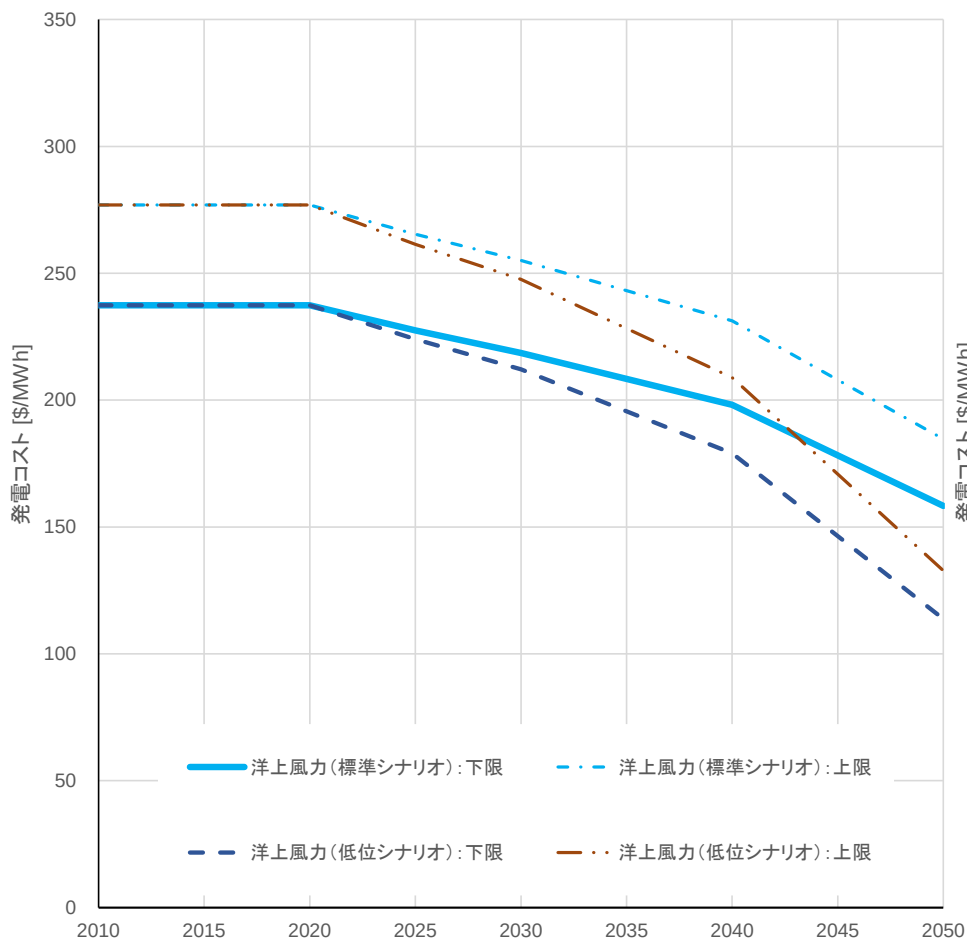


フロー

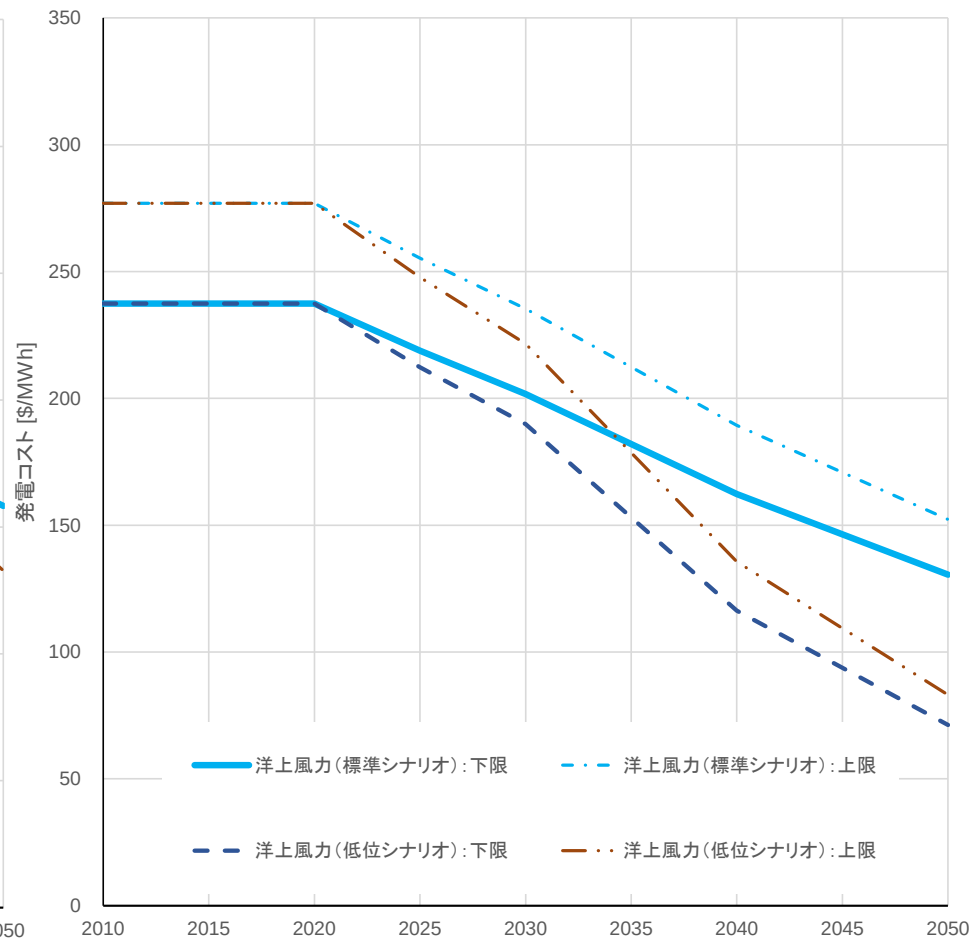


日本の洋上風力発電コストの想定：時系列

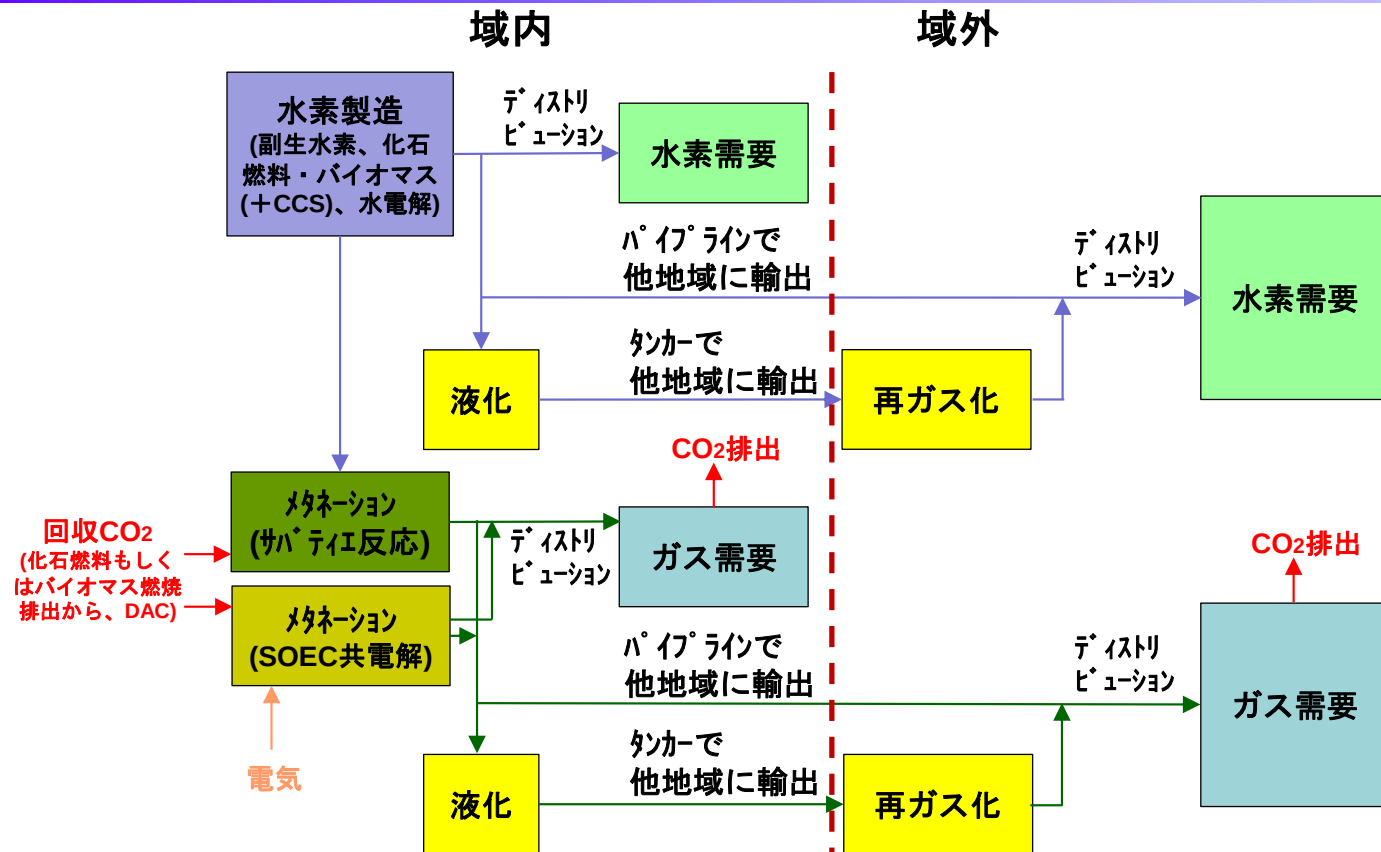
ストック



フロー



合成メタン（メタネーション）のモデル化



- ✓ 水素は、再エネ水素(e-gas)に限定していない。想定したシナリオに応じて経済合理的に選択
- ✓ 回収CO₂は、化石燃料もしくはバイオマス燃焼排出、もしくはDACからのオプションあり。想定したシナリオに応じて経済合理的に選択

注)本分析では、合成燃料利用国において、利用のインセンティブを働かせるため、CO₂排出は利用国には計上せず、生産国側で計上した。

メタネーションにおけるバランスの想定(2050年)

サバティエ 反応	水素	1.22 toe	⇒	メタン	1 toe
	CO ₂	2.33 tCO ₂			
SOEC 共電解	電気	15.7 MWh (=1.35 toe)	⇒		
	CO ₂	2.33 tCO ₂			

合成石油のモデル化

- ✓ 水素は、再エネ水素(e-liquid)に限定していない。想定したシナリオに応じて経済合理的に選択
- ✓ 回収CO₂は、化石燃料もしくはバイオマス燃焼排出、もしくはDACからのオプションあり。想定したシナリオに応じて経済合理的に選択

1. Renewable electricity
Renewable energy obtained from hydropower.

2. Electrolysis

Electrolysis splits water into hydrogen and oxygen. Oxygen dissipates into the surrounding air.

Chemical synthesis

In the first step, hydrogen and CO₂ are converted to synthesis gas in the reverse water-gas shift reactor.

The Fischer-Tropsch reactor then uses this to build hydrocarbon chains.

3. Conversion

A two-step process turns CO₂ and hydrogen into hydrocarbon chains.

Heat for use in residential areas or in industry.

Renewable waxes for cosmetics, foodstuffs and chemical industries

Infrastructure compatibility

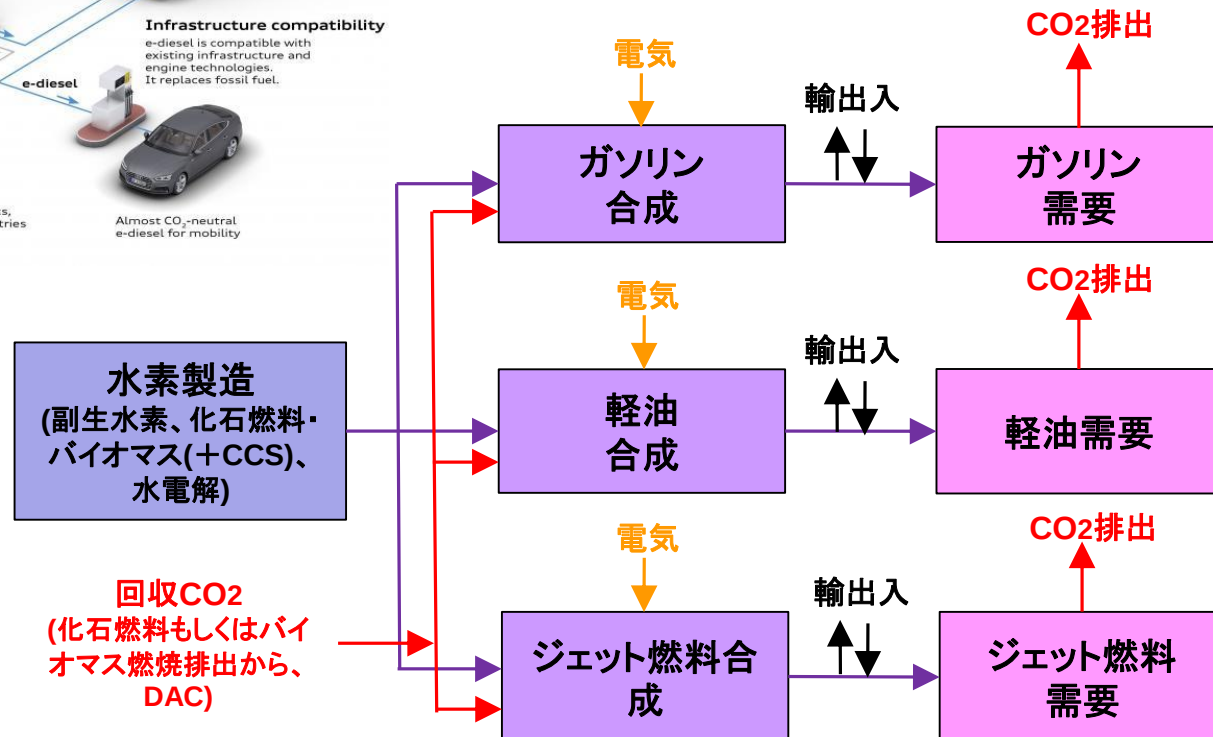
e-diesel is compatible with existing infrastructure and engine technologies. It replaces fossil fuel.

Almost CO₂-neutral e-diesel for mobility

合成石油生成におけるバランス(2050年)

水素	1.25 toe	⇒	合成 石油	1 toe (エネルギー 利用可能 分:0.71 toe)
CO ₂	3.02 tCO ₂			
電気	0.02 toe			

出典) Audi、e-diesel

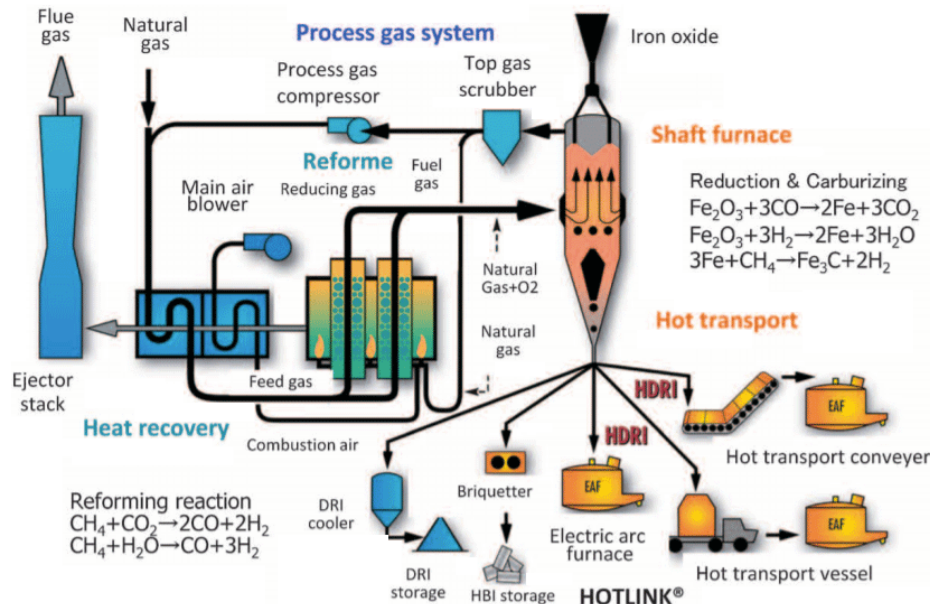


注) 本分析では、合成燃料利用国において、利用のインセンティブを働かせるため、CO₂排出は利用国には計上せず、生産国側で計上した。

水素直接還元製鉄のモデル化と想定

- ✓ 直接還元鉄の製造において、現状では天然ガス(左図を参照)等を利用
- ✓ 水素直接還元製鉄は燃料を水素に代替したプロセスである(右図を参照)
- ✓ DNE21+では水素直接還元製鉄の製造プロセスに加え電炉・熱間圧延までのプロセス一式を集約しモデル化【資本費:438.1\$(t-cs/yr)、水素消費:12.1GJ/t-cs、電力消費:695kWh/t-cs】
- ✓ 2031年から(同2040年以降)、新規建設・運開可能と想定

天然ガスを利用した直接還元鉄の製鉄プロセスの例



水素を利用した直接還元鉄の実証プラントの例



<https://www.midrex.com/>

https://www.kobelco.co.jp/releases/1201993_15541.html

熱電併給システム(CGS)の想定

設備費 (\$/kW, 2000年価格)

	2015年	2030年	2050年
産業 (5MW相当)	1250		
業務1 (1~2MW)	1875		
業務2 (0.5MW)	2500		
家庭 (PEFC/SOFC)	15167	3575	3575

注) 表示価格は2000年価格。米国の消費者物価指数は、2000年を1とすると、2015年は1.46。

効率想定 (LHV%)

		2015年	2030年	2050年
産業 (5MW相当)	発電効率	49.0	51.0	54.5
	熱回収効率	36.2	34.8	31.2
業務1 (1~2MW相当)	発電効率	42.3	47.5	50.7
	熱回収効率	36.2	31.0	27.8
業務2 (0.5MW相当)	発電効率	41.0	44.0	47.0
	熱回収効率	34.0	31.0	28.0
家庭 (PEFC/SOFC)	発電効率	39.7	47.8	55.0
	熱回収効率	55.3	45.0	37.8

自動車車両コストおよび燃費の想定：小型乗用車（例）

自動車車両コスト

	2015	2020	2030	2050
在来型内燃自動車	170	170	180	185
ハイブリッド車(ガソリン)	210	209	202	201
プラグインハイブリッド車(ガソリン)	270	248	219	210
純電気自動車(EV)	311	305	265	225
燃料電池自動車(FCV)	598	514	388	244

単位) 100万円/台

自動車燃費（カタログ値相当）

	2015	2020	2030	2050
在来型内燃自動車	12.7	13.0	13.5	14.1
ハイブリッド車(ガソリン)	31.0	32.2	34.9	36.3
プラグインハイブリッド車(ガソリン)	57.9	59.0	61.3	62.2
純電気自動車(EV)	80.1	88.5	101.7	106.6
燃料電池自動車(FCV)	41.3	43.9	49.6	55.0

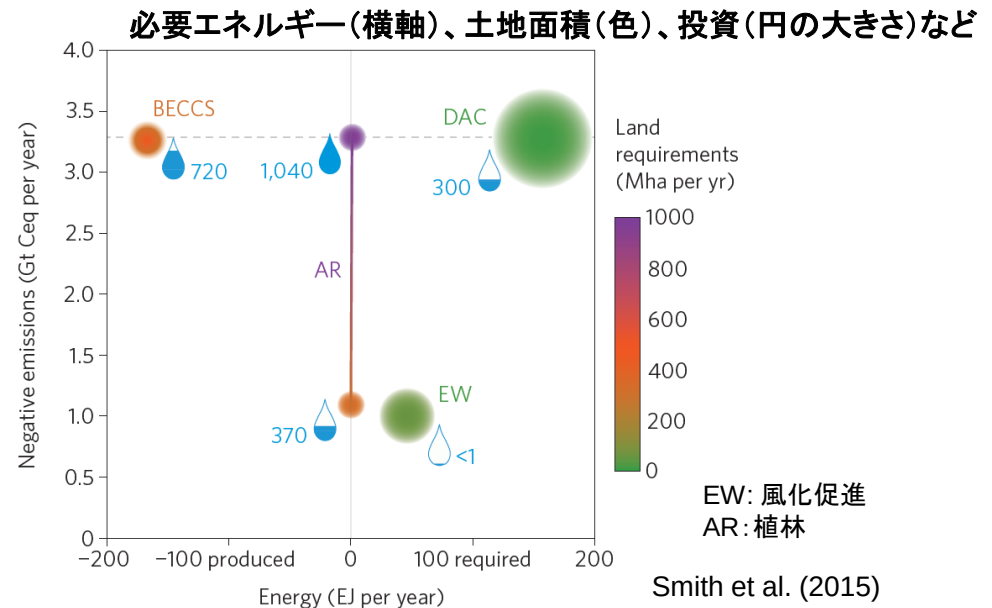
単位) km/L

大気CO₂直接回収（DAC）技術の想定

- DACは、大気中からCO₂を回収する。400 ppm程度の濃度の低いCO₂を回収するため、化石燃料燃料時排ガス等からの回収と比べ、より大きなエネルギーが必要。
- 一方、DACCS（貯留まで）をすれば、負排出となる。
- CO₂貯留層に近く、エネルギーが安価に入手できる地域（安価なPV供給が可能な地域など）での実施が経済的



Climeworks



M. Fasihi et al., (2019)におけるDACのエネルギー消費量と設備費の推計：

本モデル分析では、Fasihi et al.らによるBaseとConservative 2種類のシナリオのうち、Conservativeを採用

		エネルギー消費量 (tCO ₂)		設備費 (Euro/(tCO ₂ /yr))	
		2020年	2050年	2020年	2050年
高温（電化）システム(HT DAC)	電力 (kWh)	1535	1316	815	222
	熱 (GJ)	6.3 (=1750 kWh)	4.0	730	199
低温システム(LT DAC)	熱 (GJ)	6.3 (=1750 kWh)	4.0	730	199
	電力 (kWh)	250	182		

熱は水素もしくはガス利用を想定した

投資における主観的割引率の想定

技術選択における主観的割引率の想定

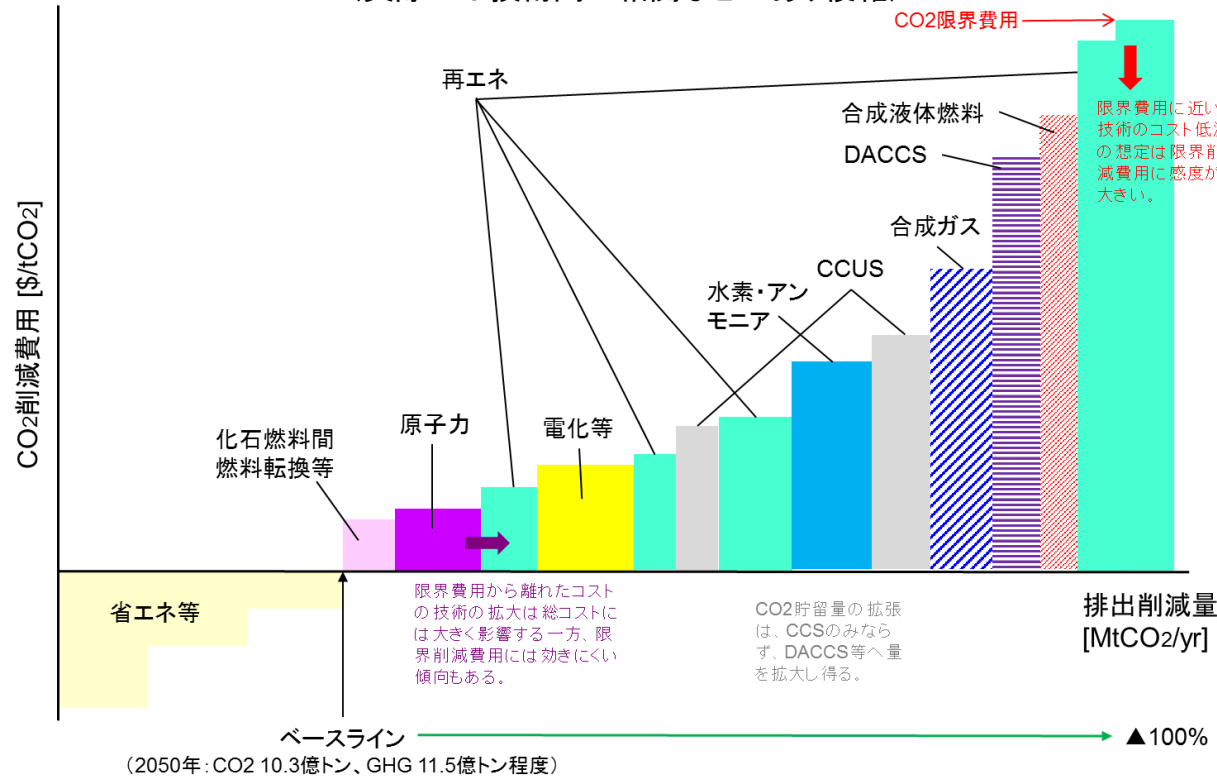
		中位シナリオ(SSP2)
発電		8% ~ 20%
その他エネルギー転換		15% ~ 25%
エネルギー集約産業		15% ~ 25%
運輸	自動車	30% ~ 45%
	(環境購買層)	10%
	トラック、バス等	20% ~ 35%
民生(業務・家庭)	コジェネ	15% ~ 25%
	給湯、冷暖房等	20% ~ 35%
	冷蔵庫、照明等	25% ~ 40%

注1) 一人当たりGDPに応じ、地域別・時点別に記載の範囲内で想定。日本は時点に依らず、下限値(赤字)

注2) 投資リスクが高い国(一人当たりGDPが低い国)は投資の割引率が高い傾向があり、また、エネルギーや基礎素材は、普遍的な製品の傾向が強いため、設備の減耗率が小さく、投資の割引率は低い傾向がある。一方、製品の変化が激しい、運輸や民生部門では、機器の減耗率が高いなどの理由により、製品購入にあたっての主観的割引率は高い傾向が見られる。

注3) 例えば、発電では、米国PJMでは容量市場のNet CONE算定においてはWACCとして8.2%/yrが用いられている。また、英国National Gridでは7.8%/yrが用いられており、発電部門の日、米、欧等に該当する8%/yrの水準はこれらと整合的な水準

※ 費用曲線はあくまでイメージ
(実際には技術間の相関などがあり複雑)



[面積にあたるコスト]:
[▲100%のエネルギーシステム総コスト] -
[ベースラインのエネルギーシステム総コスト]

	エネルギーシステムコスト*1 (billion US\$/yr)	
参考値のケース	1179	—
①再エネ極大	1284	(+106)
②再エネイノベ	1142	(-37)
③原子力活用*2	1166~1133	(-13~-45)
④水素イノベ	1160	(-19)
⑤CCUS活用	1150	(-29)
⑥カーシェアリングにより需要が低減するケース	909	(-270)

*1: 括弧書きの数値は参考値のケースからの変動分

*2: 原子力活用シナリオは、原子力比率20%および50%の下での結果